



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - TE 141599

**ANALISIS KESTABILAN TRANSIEN DAN MEKANISME
PELEPASAN BEBAN DI PT. PERTAMINA RU IV CILACAP
AKIBAT INTEGRASI DENGAN PLN**

Rahmat Febrianto W
NRP 2213 100 172

Dosen Pembimbing
Dr. Ir. Margo Pujiانتara, MT
Vita Lystianingrum Budiharto Putri, ST., M.Sc., Ph.D.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2017



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

FINAL PROJECT - TE 141599

**TRANSIENT STABILITY ANALYSIS AND LOAD SHEDDING
MECHANISM AT PT. PERTAMINA RU IV CILACAP DUE TO
INTEGRATION WITH PLN**

Rahmat Febrianto W
NRP 2213 100 172

Advisor

Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT
Vita Lystianingrum Budiharto Putri, ST., M.Sc., Ph.D.

DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty of Electrical Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2017

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul **“ANALISIS KESTABILAN TRANSIEN DAN MEKANISME PELEPASAN BEBAN DI PT. PERTAMINA RU IV CILACAP AKIBAT INTEGRASI DENGAN PLN”** adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diizinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka. Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, Juli 2017

Rahmat Febrianto W
NRP. 2213 100 172

Halaman Ini Sengaja Dikosongkan

**ANALISIS KESTABILAN TRANSIEN DAN MEKANISME
PELEPASAN BEBAN DI PT. PERTAMINA RU IV CILACAP
AKIBAT INTEGRASI DENGAN PLN**

TUGAS AKHIR

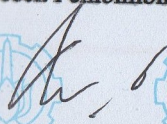
**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada**


**Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Departemen Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

Menyetujui:

Dosen Pembimbing 1

Dosen Pembimbing 2


Dr. Ir. Margo Pujiantara, M.T.
NIP. 1966 03 18 1990 10 1 001


Vita Lystianingrum, ST., M.Sc., Ph.D.
NIP. 1982 08 29 2006 04 2 001



ANALISIS KESTABILAN TRANSIEN DAN MEKANISME PELEPASAN BEBAN DI PT. PERTAMINA RU IV CILACAP AKIBAT INTEGRASI DENGAN PLN

Nama : Rahmat Febrianto W
Pembimbing I : Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.
Pembimbing II : Vita Lystianingrum B.Putri, ST., M.Sc., Ph.D.

ABSTRAK

Dengan selesainya proyek PLBC (Proyek Langit Biru Cilacap) di sistem eksisting PT Pertamina RU IV Cilacap pada tahun 2016 ini mengakibatkan bertambahnya jumlah beban di sistem eksisting. Hal itu berdampak pada Spinning Reserve (cadangan daya) yang dimiliki sistem eksisting dan juga pada sisi keandalan (reliability) dari sistem berkurang. Di samping itu, penambahan beban pada sistem akan meningkatkan nominal arus hubung singkat (Short Circuit Level) sistem. Setelah melalui beberapa pertimbangan baik dari segi efisiensi, keandalan maupun ekonomi, dipilih solusi dengan mengintegrasikan sistem eksisting dengan PLN. Tujuan dari hal tersebut adalah dilakukannya pemindahan beberapa beban non-esensial dari sistem eksisting ke feeder PLN untuk disuplai langsung oleh sumber PLN. Hal ini bertujuan untuk menurunkan Short Circuit Level dan meningkatkan jumlah dari Spinning Reserve pada sistem. Sehingga dengan adanya cadangan daya yang lebih besar ini, maka diharapkan keandalan sistem meningkat. Selain itu memungkinkan juga untuk dilakukannya pengembangan sistem selanjutnya pada PT Pertamina RU IV Cilacap. Oleh karena itu, dengan adanya integrasi sistem tersebut maka diperlukan analisa kestabilan transien pada sistem kelistrikan eksisting PT. Pertamina RU IV Cilacap untuk mencapai kestabilan sistem dan dapat beroperasi normal serta mencegah kerusakan peralatan listrik saat terjadi gangguan. Analisa kestabilan transien yang dilakukan meliputi generator outage, short circuit, dan motor starting. Dari hasil analisis didapatkan rekomendasi untuk generator nyala yaitu 20 MW off + \underline{x} trip

Kata Kunci: Kestabilan sistem, gangguan, pelepasan beban

Halaman ini sengaja dikosongkan

TRANSIENT STABILITY ANALYSIS AND LOAD SHEDDING MECHANISM AT PT. PERTAMINA RU IV CILACAP DUE TO INTEGRATION WITH PLN

Name : Rahmat Febrianto W
Advisor I : Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT
Advisor II : Vita Lystianingrum B.Putri, ST., M.Sc., Ph.D.

ABSTRACT

With completion of projects plbc (project blue sky cilacap) in existing system PT PERTAMINA RU IV CILACAP on 2016 has led to a rise in the number of total load in existing system .It had an impact on spinning reserve (reserve power) owned existing system and also on the side of the reliability of (reliability) of a system of reduced .In addition , the addition of a load on the system will increase the current nominal of short circuit the level of in the system .After going through a number of considerations both in terms of efficiency , the reliability of economic and , chosen a solution by integrating existing system with pln .The purpose of that would be he did the transfer of few burdens non-esensial of the system existing to pln to feeder are supplied directly by a source of pln .It is meant to lower the level of a short circuit and increase the number of spinning reserve on a system .Hopefully with a reserve more power this great , hence it is hoped that increase the reliability of the system. In addition it allows also for doing further system development at PT Pertamina RU IV Cilacapfor .Hence , with the integration the system then required analysis transient stability in electric system existing pt .Pertamina ru iv cilacap to reach stability system and be operational normal and prevent mischief electrical equipment when there were disturbance .Analysis stability transient was about generator outage , short circuit , and motor starting

Keywords : Sytem stability, disturbances, Load Shedding

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah Robbil 'Alamin, segala puji dan syukur dipanjatkan kehadirat Allah SWT atas limpahan rahmat dan karunianya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir yang berjudul 'ANALISIS KESTABILAN TRANSIEN DAN MEKANISME PELEPASAN BEBAN DI PT. PERTAMINA RU IV CILACAP AKIBAT INTEGRASI DENGAN PLN'. Adapun tujuan dari penyusunan Tugas Akhir ini adalah sebagai salah satu persyaratan untuk mendapatkan gelar sarjana teknik pada bidang studi Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Dalam kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada pihak-pihak yang banyak berjasa terutama dalam penyusunan tugas Akhir ini, yaitu :

1. Allah SWT dan junjungan nabi besar Muhammad SAW.
2. Kedua orang tua tercinta, bapak Setyo Winarko dan Nanik Sugiarti, serta kakak, Rahmat Septian yang selalu memberikan dukungan, semangat, bimbingan, dan doa untuk keberhasilan penulis.
3. Bapak Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT. dan Ibu Vita Lystianingrum Budiharto Putri, ST., M.Sc., Ph.D. selaku dosen pembimbing yang telah banyak memberikan ilmu, saran, serta bimbingannya.
4. Seluruh rekan asisten Lab AJ 302 Mas wakil, Mas Aldi, Mas Ubaid, Mas Isa Hafidz, Viko yang telah memberikan banyak ilmu selama pengerjaan project
5. 'Naga Sobung' yang telah menjadi teman susah dan senang selama 4 tahun menuntut ilmu di Surabaya.
6. Seluruh rekan asisten LIPIST atas dukungan, semangat, bantuan, kebersamaan, dan kerjasama selama ini.
7. Seluruh rekan E-53, rekan-rekan HIMATEKTRO serta warga Fakultas Teknologi Elektro atas kebersamaan dan kerjasamanya selama 4 tahun ini.

Besar harapan penulis agar tugas akhir ini dapat memberikan manfaat dan masukan bagi banyak pihak. Oleh karena itu penulis mengharapkan kritik, koreksi, dan saran dari pembaca yang bersifat membangun untuk pengembangan ke arah yang lebih baik.

Surabaya, Mei 2017

Penulis

DAFTAR ISI

	HALAMAN
JUDUL	
LEMBAR PERNYATAAN	
HALAMAN PENGESAHAN	
ABSTRAK	i
ABSTRACT	iii
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL	xi

BAB 1 PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah.....	2
1.3. Tujuan	2
1.4. Batasan Masalah	2
1.5. Metodologi	3
1.6. Sistematika Penulisan	5
1.7. Manfaat	5

BAB 2 KESTABILAN SISTEM TENAGA

2.1. Kestabilan Sistem Tenaga Listrik	7
2.2. Klasifikasi Kestabilan	8
2.2.1. Kestabilan Frekuensi	8
2.2.2. Kestabilan Sudut Rotor	9
2.2.2. Kestabilan Tegangan	10
2.3. Kestabilan Transien	9
2.3.1. Hubung Singkat.....	12
2.3.2. Motor Starting	12
2.3.3. Kestabilan Tegangan	13
2.4. Dinamika Rotor dan Persamaan Ayunan.....	14
2.5. Pengaturan Frekuensi.....	18
2.6. Load Shedding.....	19
2.6.1. Pelepasan Beban secara manual.....	19
2.6.2. Pelepasan Beban secara otomatis.....	19
2.7. Standart yang digunakan.....	20
2.6.1. Standart Frekuensi.....	20

2.6.2. Standart Tegangan	22
BAB 3 SISTEM KELISTRIKAN PT. PERTAMINA RU IV CILACAP	
3.1. Sistem Kelistrikan PT. Pertamina RU IV	23
3.2. Data Kelistrikan PT. Pertamina RU IV	24
3.2.1 Kapasitas Pembangkit.....	25
3.2.2 Total Beban setiap area.....	26
3.2.3 Detail Beban yang dipindah ke PLN	27
3.2.4 Sistem Distribusi PT. Pertamina RU IV	28
3.2.5 Data Motor Terbesar PT. Pertamina RU IV	30
BAB 4 HASIL SIMULASI DAN ANALISIS KESTABILAN TRANSIEN DI PT. PERTAMINA RU IV CILACAP	
4.1. Pemodelan Sistem Kelistrikan PT.Pertamina RU IV Cilacap	33
4.2. Studi Kasus Kestabilan Transien	33
4.2.1 Generator Outage.....	33
4.2.2 Pola Operasi Aliran Daya	37
4.2.3 Mekanisme Load Shedding.....	39
4.3. Hasil simulasi kestabilan transien.....	40
4.3.1 Simulasi Kestabilan Transien Generator Outage.....	40
4.3.1.1 Studi Kasus TS Case 6-B	40
4.3.1.2 Studi Kasus TS Case 8-A	43
4.3.1.3 Studi Kasus TS Case 9-D	46
4.3.1.4 Studi Kasus TS Case 9-D + LS 1	49
4.3.1.5 Studi Kasus TS Case 15-C	52
4.3.1.6 Studi Kasus TS Case 15-C + LS 1	54
4.3.1.7 Studi Kasus TS Case 10-B	57
4.3.1.8 Studi Kasus TS Case 10-B + LS 1	59
4.3.1.9 Studi Kasus TS Case 10-B + LS 2	62
4.3.1.10Studi Kasus TS Case 17-A	66
4.3.1.11Studi Kasus TS Case 17-A + LS 1	68
4.3.1.12Studi Kasus TS Case 17-A + LS 2	72
4.3.1.13Studi Kasus TS Case 17-A + LS 3	75
4.3.2 Simulasi Short Circuit	78
4.3.2.1 Simulasi SC 0.38 kV	78
4.3.2.2 Simulasi SC 3.45 kV	81
4.3.2.3 Simulasi SC 13.8 kV	84
4.3.3 Simulasi Kestabilan Transien Motor Starting	87
4.4. Rekapitulasi Data.....	88

4.4.1. Rekapitulasi Beban Load Shedding	88
4.4.2. Rekapitulasi Kondisi Frekuensi dan Tegangan Gen Out ...	91
4.4.3. Rincian Case yang perlu di lakukan Load Shedding	94
4.4.4. Rekapituasi Kondisi Frekuensi dan Tegangan SC	95
4.4.5. Rekapituasi Kondisi Tegangan MS	95

BAB 5 PENUTUP

5.1. Kesimpulan	97
5.2. Saran	98

DAFTAR PUSTAKA99

BIOGRAFI PENULIS

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

HALAMAN

Gambar 2.1	Klasifikasi Kestabilan Sistem Tenaga.....	8
Gambar 2.2	Respon Sudut Rotor Terhadap Gangguan	13
Gambar 2.3	Representasi Suatu Rotor Mesin	15
Gambar 2.4	Blok Diagram Konsep Governing.....	18
Gambar 2.5	Standart Frekuensi.....	21
Gambar 2.6	Standart Tegangan.....	22
Gambar 3.1	Sistem Kelistrikan <i>Existing</i> PT. Pertamina RU IV	24
Gambar 3.2	Sistem Kelistrikan Baru PT. Pertamina RU IV	24
Gambar 3.3	Detail Sistem Kelistrikan Baru PT. Pertamina RU IV ...	28
Gambar 3.4	Karakteristik Motor 14-K-602-A	31
Gambar 4.1	Respon Frekuensi kasus TS CASE 6-B	40
Gambar 4.2	Respon Tegangan kasus TS CASE 6-B	41
Gambar 4.3	Respon Sudut Rotor kasus TS CASE 6-B.....	42
Gambar 4.4	Respon Frekuensi kasus TS CASE 8-A	43
Gambar 4.5	Respon Tegangan kasus TS CASE 8-A	44
Gambar 4.6	Respon Sudut Rotor kasus TS CASE 8-A.....	45
Gambar 4.7	Respon Frekuensi kasus TS CASE 9-D	46
Gambar 4.8	Respon Tegangan kasus TS CASE 9-D	47
Gambar 4.9	Respon Sudut Rotor kasus TS CASE 9-D.....	48
Gambar 4.10	Respon Frekuensi kasus TS CASE 9-D + LS 1.....	49
Gambar 4.11	Respon Tegangan kasus TS CASE 9-D + LS 1.....	50
Gambar 4.12	Respon Sudut Rotor kasus TS CASE 9-D + LS 1	51
Gambar 4.13	Respon Frekuensi kasus TS CASE 15-C	52
Gambar 4.14	Respon Tegangan kasus TS CASE 15-	53
Gambar 4.15	Respon Frekuensi kasus TS CASE 15-C + LS 1	54
Gambar 4.16	Respon Tegangan kasus TS CASE 15-C + LS 1	55
Gambar 4.17	Respon Sudut Rotor kasus TS CASE 15-C + LS 1	56
Gambar 4.18	Respon Frekuensi kasus TS CASE 10-B	57
Gambar 4.19	Respon Tegangan kasus TS CASE 10-B	58
Gambar 4.20	Respon Sudut Rotor kasus TS CASE 10-B	59
Gambar 4.21	Respon Frekuensi kasus TS CASE 10-B + LS 1	60
Gambar 4.22	Respon Tegangan kasus TS CASE 10-B + LS 1	61
Gambar 4.23	Respon Sudut Rotor kasus TS CASE 10-B + LS 1	62
Gambar 4.24	Respon Frekuensi kasus TS CASE 10-B + LS 2	63

Gambar 4.25 Respon Tegangan kasus TS CASE 10-B + LS 2.....	64
Gambar 4.26 Respon Sudut Rotor kasus TS CASE 10-B + LS 2.....	65
Gambar 4.27 Respon Frekuensi kasus TS CASE 17-A	66
Gambar 4.28 Respon Tegangan kasus TS CASE 17-A	67
Gambar 4.29 Respon Sudut Rotor kasus TS CASE 17-A	68
Gambar 4.30 Respon Frekuensi kasus TS CASE 17-A + LS 1	69
Gambar 4.31 Respon Tegangan kasus TS CASE 17-A + LS 1	70
Gambar 4.32 Respon Sudut Rotor kasus TS CASE 17-A LS 1	71
Gambar 4.33 Respon Frekuensi kasus TS CASE 17-A + LS 2	72
Gambar 4.34 Respon Tegangan kasus TS CASE 17-A + LS 2	73
Gambar 4.35 Respon Sudut Rotor kasus TS CASE 17-A + LS 2.....	74
Gambar 4.36 Respon Frekuensi kasus TS CASE 17-A + LS 3	75
Gambar 4.37 Respon Tegangan kasus TS CASE 17-A + LS 3	76
Gambar 4.38 Respon Sudut Rotor kasus TS CASE 17-A + LS 3.....	77
Gambar 4.39 Respon Frekuensi kasus SC 1	78
Gambar 4.40 Respon Tegangan kasus SC 1	79
Gambar 4.41 Respon Sudut Rotor kasus SC 1.....	80
Gambar 4.42 Respon Frekuensi kasus SC 2	81
Gambar 4.43 Respon Tegangan kasus SC 2	82
Gambar 4.44 Respon Sudut Rotor kasus SC 2.....	83
Gambar 4.45 Respon Frekuensi kasus SC 3	84
Gambar 4.46 Respon Tegangan kasus SC 3	85
Gambar 4.47 Respon Sudut Rotor kasus SC 3.....	86
Gambar 4.48 Respon Tegangan kasus MS	87

DAFTAR TABEL

	HALAMAN
Tabel 3.1. Jumlah total pembangkitan, pembebanan, dan <i>Demand</i>	24
3.1.1 Jumlah total pembangkitan, pembebanan, dan <i>Demand</i> Setelah pemindahan beban pada sistem PLN.....	25
Tabel 3.2. Data Pembangkit	25
Tabel 3.3. Data beban masing-masing area.....	26
Tabel 3.4. Data beban yang dipindah pada feeder PLN.....	27
Tabel 3.5. Data beban PLN	29
Tabel 3.6. Data Tie Transformer	30
Tabel 4.1. Data Pola Operasi Generator.....	37
Tabel 4.2. Skema Pelepasan Beban	39
Tabel 4.3. Rekapitulasi Data Frekuensi dan Tegangan GEN OUT	91
Tabel 4.4. Rekapitulasi Case LS.....	94
Tabel 4.5. Rekapitulasi Kondisi Frekuensi dan Tegangan SC	95
Tabel 4.6. Rekapitulasi Kondisi Frekuensi dan Tegangan MS	95

Halaman Ini Sengaja Dikosongkan

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Semakin berkembangnya sistem tenaga listrik baik itu dari segi beban maupun pembangkit akan semakin kompleks masalah yang akan dihadapi salah satunya adalah masalah stabilitas. Stabilitas sendiri menjadi salah satu faktor dalam upaya untuk menjaga keandalan dan juga kontinuitas dari suatu sistem kelistrikan dalam skala yang besar [1]. Apabila sisi keandalan maupun kontinuitas dari sistem tidak terjaga dalam upaya untuk memenuhi permintaan daya pada sistem kerugian besar tidak dapat dihindarkan [1]. Stabilitas sistem tenaga listrik berkaitan dengan gangguan besar secara tiba-tiba seperti gangguan pemutusan saluran secara tiba-tiba melalui circuit breaker (CB), hubungan singkat, serta perubahan beban secara tiba-tiba [1].

Perubahan beban dinamis dalam lingkup yang besar akan menyebabkan daya yang diserapnya memiliki variasi terhadap waktu. Oleh sebab itu generator harus mampu memenuhi kebutuhan bebannya yang selalu berubah-ubah. Keseimbangan antara daya input mekanis di dalam prime mover terhadap daya output pada beban listrik menandakan keadaan sistem tersebut beroperasi dengan stabil [2]. Kondisi tersebut terlihat bahwa generator satu dengan yang lainnya berputar dalam keadaan sinkron.

Gangguan sekecil apapun akan mempengaruhi masalah kestabilan dari sistem. Hal itu terjadi karena pada saat terjadi gangguan dalam sesaat akan terjadi perbedaan antara daya input mekanis dengan daya output listrik dari generator di sistem [2].

Dalam upaya untuk mengembalikan sistem menjadi sinkron kembali setelah terkena gangguan disebut dengan periode kestabilan transien. Kestabilan transien sangat berkaitan erat dengan kondisi gangguan besar yang terjadi dalam periode secara tiba-tiba. Contoh dari gangguan transien adalah lepasnya generator (Generator Outage), hubungan singkat pada saluran, pemutusan saluran secara tiba-tiba sehingga menyebabkan adanya kondisi islanding di dalam sistem dan juga terjadinya peningkatan atau fluktuasi di dalam sisi beban [3]. Apabila gangguan tersebut tidak segera dihilangkan akan menyebabkan hilangnya kestabilan di sistem berubah sehingga dapat menyebabkan hilangnya sinkronisasi generator dengan sistem [3].

Sistem kelistrikan di PT. Pertamina RU IV Cilacap saat ini mengalami perkembangan sangat pesat dengan selesainya proyek PLBC (Proyek Langit Biru Cilacap) pada tahun 2016 ini. Dengan bertambahnya jumlah beban di sistem eksisting tersebut hal itu akan berdampak pada Spinning Reserve (cadangan daya) yang dimiliki sistem eksisting dan juga pada sisi keandalan (reliability) berkurang. Oleh karena itu dipilih solusi dengan mengintegrasikan sistem eksisting dengan PLN. Tujuan dari hal tersebut adalah dilakukannya pemindahan beberapa beban non-esensial dari sistem eksisting ke feeder PLN untuk disuplai langsung oleh sumber PLN.

Hal ini bertujuan untuk menurunkan Short Circuit Level dan meningkatkan jumlah dari Spinning Reserve pada sistem. Sehingga dengan adanya cadangan daya yang lebih besar ini, maka diharapkan keandalan sistem meningkat. Selain itu memungkinkan juga untuk dilakukannya pengembangan sistem selanjutnya pada PT. Pertamina RU IV Cilacap. Dengan adanya rencana pengembangan tersebut maka perlu dilakukan adanya studi analisis stabilitas transien dari sistem kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap. Analisis stabilitas transien yang akan dilakukan meliputi generator outage, short circuit dan motor starting. Selain itu akan dilakukan juga mekanisme pelepasan beban yang handal saat terjadi gangguan kestabilan sistem untuk menjamin kemampuan sistem untuk kembali pulih akibat gangguan tersebut.

1.2 Permasalahan

Permasalahan yang dibahas pada tugas akhir ini meliputi:

1. Bagaimana mensimulasikan pola operasi pada *PT. Pertamina RU IV Cilacap* sebelum dan sesudah dilakunnya integrasi dengan sistem PLN ?
2. Bagaimana respon dari frekuensi, tegangan dan juga sudut rotor pada sistem kelistrikan di *PT. Pertamina RU IV Cilacap* saat dilakukannya analisis stabilitas transient setelah dilakukan pemindahan beban *non essential* dengan sistem PLN ?
3. Bagaimana merancang sistem mekanisme pelepasan beban (load shedding) dengan kondisi yang sama pada *PT. Pertamina RU IV Cilacap* saat terjadi gangguan transien?

4. Penentuan optimasi generator nyala di *PT. Pertamina RU IV Cilacap* setelah dilakukannya pemindahan beban *non essential* pada sistem PLN

1.3 Tujuan

Tujuan yang ingin dicapai dalam tugas akhir ini adalah:

1. Memodelkan, menganalisis dan mensimulasikan sistem kelistrikan di *PT. Pertamina RU IV Cilacap* dengan menggunakan software *ETAP 12.6*
2. Melakukan perancangan suatu mekanisme pelepasan beban yang handal pada sistem kelistrikan *PT. Pertamina RU IV Cilacap* agar dapat kembali stabil saat terjadi gangguan transien.
3. Memberikan saran untuk optimasi generator yang menyala setelah dilakukannya studi analisis aliran daya dan juga kestabilan transien di *PT. Pertamina RU IV Cilacap* setelah dilakukannya pemindahan beban *non essential* pada sistem PLN

1.4 Metodologi

Dalam melakukan proses penelitian, dilakukan tahapan pengerjaan sebagai berikut:

1. Studi literatur
Pada tahap ini akan dicari literatur terbaru yang berkaitan dengan penelitian serupa yang telah dilakukan sebelumnya. Selanjutnya, dilakukan kajian terhadap penelitian sebelumnya untuk mengetahui bagian-bagian yang dapat diadopsi dan dikembangkan pada penelitian ini.
2. Pengumpulan data
Melakukan pengumpulan data-data penunjang yang diperlukan. Dalam tugas akhir ini data yang diperlukan, diantaranya *single line diagram* sistem kelistrikan, data peralatan dan beban pada *PT. Pertamina RU IV Cilacap*.
3. Pemodelan sistem
Melakukan pengolahan data dan pemodelan sistem dalam bentuk *single line diagram* menggunakan software *ETAP 12.6*. Pemodelan ini dilakukan agar dapat melakukan analisis aliran daya dan kestabilan transien.

4. Simulasi
Melakukan simulasi terhadap *single line diagram* yang telah dibuat pada tahap sebelumnya. Simulasi yang dilakukan meliputi simulasi aliran daya, selanjutnya dilakukan simulasi kestabilan transien.
5. Analisa
Dari hasil simulasi, selanjutnya dianalisis respon dari frekuensi, tegangan, dan sudut rotor apakah sudah sesuai dengan standar yang ada. Apabila respon sistem yang didapat tidak sesuai dengan standar yang ada, maka akan dirancang mekanisme pelepasan beban yang sesuai dengan standar.
6. Kesimpulan
Setelah melakukan analisis hasil simulasi, maka ditarik suatu kesimpulan berdasarkan kondisi-kondisi yang ada. Kesimpulan ini juga diakhiri dengan saran atau rekomendasi terhadap penelitian selanjutnya.

1.5 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan dalam tugas akhir ini akan dibagi menjadi lima bab dengan uraian sebagai berikut:

- Bab I : Pendahuluan
Bab ini membahas tentang penjelasan mengenai latar belakang, permasalahan, tujuan, metodologi, sistematika penulisan, dan relevansi.
- Bab II : Dasar Teori
Bab ini membahas teori penunjang kestabilan transien dan pelepasan beban
- Bab III : Sistem kelistrikan *PT. Pertamina RU IV Cilacap*
Bab ini membahas profil kelistrikan, serta pembebanan pada *PT. Pertamina RU IV Cilacap* setelah pemindahan beban *non essential* pada sistem PLN.
- Bab IV : Simulasi dan Analisis
Bab ini membahas tentang hasil simulasi yang dilakukan, meliputi generator lepas dan hubung singkat serta studi motor starting yang di analisa pada generator dan bus utama dengan menggunakan skema Load shedding sesuai pada *PT. Pertamina RU IV Cilacap* .
- Bab V : Kesimpulan

Bab ini membahas tentang kesimpulan dan saran dari hasil pembahasan yang telah diperoleh.

1.6 Relevansi

Hasil yang diperoleh dari tugas akhir ini diharapkan memberi manfaat sebagai berikut:

1. Sebagai acuan dasar pada saat mengoperasikan sistem kelistrikan *PT. Pertamina RU IV Cilacap* yang baru agar sistem berjalan aman dan stabil.
2. Digunakan sebagai acuan dalam melakukan mekanisme *load shedding* terhadap sistem kelistrikan *PT. Pertamina RU IV Cilacap*
3. Dapat dijadikan referensi pada penelitian selanjutnya tentang stabilitas transien pada sistem kelistrikan di industri.

Halaman Ini Sengaja Dikosongkan

BAB 2

KESTABILAN SISTEM TENAGA

2.1 Kestabilan Sistem

Semakin berkembangnya sistem tenaga listrik baik itu dari segi beban maupun pembangkit akan semakin kompleks masalah yang akan dihadapi salah satunya adalah masalah stabilitas [1]. Stabilitas sendiri menjadi salah satu faktor dalam upaya untuk menjaga keandalan dan juga kontinuitas dari suatu sistem kelistrikan dalam skala yang besar. Apabila sisi keandalan maupun kontinuitas dari sistem tidak terjaga dalam upaya untuk memenuhi permintaan daya pada sistem kerugian besar tidak dapat terhindarkan. Perubahan beban dinamis dalam lingkup yang besar akan menyebabkan daya yang diserapnya memiliki variasi terhadap waktu. Oleh sebab itu generator harus mampu memenuhi kebutuhan bebannya yang selalu berubah-ubah [1].

Keseimbangan antara daya input mekanis di dalam prime mover terhadap daya output pada beban listrik menandakan keadaan sistem tersebut beroperasi dengan stabil [2]. Kondisi tersebut terlihat bahwa generator satu dengan yang lainnya berputar dalam keadaan sinkron. Gangguan sekecil apapun akan mempengaruhi masalah kestabilan dari sistem. Hal itu terjadi karena pada saat terjadi gangguan dalam sesaat akan terjadi perbedaan antara daya input mekanis dengan daya output listrik dari generator di system [2]. Apabila sistem mengalami kelebihan daya mekanik dimana beban yang ditanggung sangatlah ringan hal ini akan menyebabkan percepatan pada rotor generator. Namun kelebihan daya elektrik dimana beban yang ditanggung oleh sistem lebih besar terhadap pembangkit maka akan menyebabkan terbebaninya generator sehingga pada rotor generator akan mengalami perlambatan.

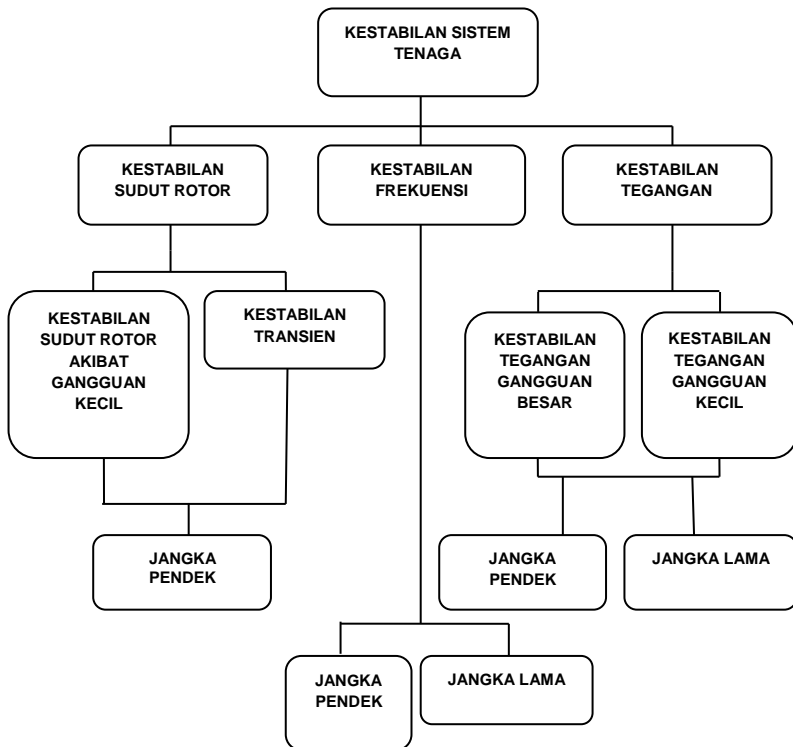
Dalam upaya untuk mengembalikan sistem menjadi sinkron kembali setelah terkena gangguan disebut dengan periode kestabilan transien. Kestabilan transien sangat berkaitan erat dengan kondisi gangguan besar yang terjadi dalam periode secara tiba tiba. Contoh dari gangguan transien adalah lepasnya generator (Generator Outage), hubung singkat pada saluran, pemutusan saluran secara tiba-tiba sehingga menyebabkan adanya kondisi islanding di dalam sistem dan juga terjadinya peningkatan atau fluktuasi di dalam sisi beban. Apabila gangguan tersebut tidak segera dihilangkan akan menyebabkan

kestabilan di sistem berubah sehingga dapat menyebabkan hilangnya sinkronisasi generator dengan sistem

2.2 Klasifikasi Kestabilan

Berdasarkan referensi [3] dari paper IEEE Transactions On Power Systems dengan judul Definition and Classification of Power System Stability, kestabilan sistem tenaga listrik dikategorikan menjadi tiga yaitu:

1. Kestabilan sudut rotor
2. Kestabilan frekuensi
3. Kestabilan tegangan



Gambar 2.1 Klasifikasi Kestabilan Sistem Tenaga

2.2.1 Kestabilan Frekuensi

Kestabilan frekuensi merupakan salah satu faktor dalam menentukan parameter kestabilan pada sistem tenaga listrik. Ketidakseimbangan antara aliran daya pada sistem dan juga beban dapat menyebabkan adanya gangguan kestabilan. Hal ini harus dicegah untuk terjadinya penurunan dari frekuensi dan hilangnya sinkronisasi pada sistem. Sistem tenaga listrik dikatakan handal ketika mampu mempertahankan kestabilan frekuensi ketika terjadi gangguan yang sangat besar. Gangguan seperti generator outage, short circuit di jaringan dan juga penyalan motor besar adalah contoh gangguan yang mampu mengganggu masalah kestabilan di sisi frekuensi.

Ketidakmampuan dari respon peralatan proteksi, kurangnya cadangan daya saat terjadi fluktuasi kenaikan beban juga dikaitkan erat dengan permasalahan dari kestabilan frekuensi. Klasifikasi dari kestabilan frekuensi dibagi menjadi 2 yaitu untuk jangka panjang dan juga untuk jangka pendek [3].

1. Kestabilan Frekuensi jangka panjang

Fenomena untuk jangka panjang terjadi biasanya karena respon dari kontrol governor tidak bekerja ketika terjadi gangguan besar. Governor sendiri berperan penting dalam menambah atau mengurangi kapasitas bahan bakar saat sistem merespon adanya penurunan maupun saat terjadinya frekuensi naik dari nominalnya.

2. Kestabilan Frekuensi jangka pendek

Perubahan fluktuasi pada sisi beban dapat menyebabkan generator tidak mampu memenuhi kebutuhan supply daya di sistem sehingga cadangan daya sangatlah penting untuk mencegah terjadinya sistem mati total. Pemutusan saluran di sistem sehingga membuat beberapa dari sistem tersebut menjadi kondisi islanding juga dapat mempengaruhi frekuensi di sistem yang terputus tersebut dikarenakan supply daya berkurang untuk memenuhi kebutuhan di beban tersebut

2.2.2 Kestabilan Sudut Rotor

Dalam kondisi sistem yang stabil dimana mesin bergerak serempak pada operasi normal. Ketika terjadi gangguan akan timbul perbedaan sudut rotor antar mesin dimana ketika gangguan ini tidak segera dihilangkan mesin akan hilang sinkron dengan sistem sehingga dapat menyebabkan sistem mati total. Kestabilan sudut rotor merupakan salah satu faktor dalam mengetahui tentang kestabilan di sistem dimana

terdapat keseimbangan antara prime mover pada mekanik dan juga torsi elektrik pada sisi beban [3]. Ketika dari sisi torsi elektrik lebih berat dimana akan menyebabkan generator akan terbebani sehingga putaran pada rotor akan berkurang. Ketika salah satu generator berputar lebih cepat daripada generator yang lain akan timbul perbedaan sudut yang dihasilkan antara mesin yang lambat dengan mesin yang bergerak cepat. Daya output pada generator berubah sesuai dengan berubahnya dari putaran rotor.

Kestabilan sudut rotor dapat diklasifikasikan menjadi dua bagian, yaitu :

- 1) Kestabilan sudut rotor akibat gangguan kecil
- 2) Kestabilan sudut rotor akibat gangguan besar atau kestabilan transien

Kestabilan sudut rotor akibat gangguan kecil terjadi akibat kurangnya torsi sinkronisasi dan kurangnya torsi damping. Studi ini mempunyai dalam kurun waktu 10-20 detik setelah gangguan [4].

Kestabilan sudut rotor akibat gangguan yang besar contohnya ketika terjadi generator outage dan gangguan hubung singkat sehingga menyebabkan terjadinya penyimpangan pada sudut rotor dari generator. Pada kestabilan transien diamati dalam kurun waktu yang cepat untuk melihat respon dari sistem ketika terkena gangguan yaitu dalam waktu 3-5 detik. Respon dari kestabilan transien sangat bergantung pada kondisi inisial dari sistem dan juga besarnya gangguan .

2.2.3 Kestabilan Tegangan

Gangguan besar maupun kecil pada sistem tenaga listrik dapat menyebabkan adanya perubahan nilai nominal dari tegangan yang ada di bus sistem. Faktor utama akibat dari hilangnya kestabilan tegangan di sistem adalah karena dari sisi sumber tidak mampu memenuhi kebutuhan daya reaktif pada beban sehingga menyebabkan nominal dari tegangan bus tersebut menjadi turun sedangkan ketika terjadi pelepasan beban yang secara berlebihan (over load shedding) dapat menyebabkan kenaikan nilai tegangan pada bus yang mengalami pelepasan beban yang secara berlebihan tersebut. Kestabilan tegangan juga dapat diklasifikasikan menjadi 2 macam berdasarkan gangguannya yaitu :

1. Kestabilan tegangan akibat gangguan besar

Pada saat terjadi kasus generator outage dan juga short circuit akan terjadi penurunan tegangan steady pada saat mengalami 2 gangguan

besar tersebut. Efek dari 2 gangguan diatas dapat menyebabkan nilai tegangan menjadi undervoltage maupun overvoltage sehingga harus diamankan secepat mungkin untuk menghindari adanya sistem mati total. Kemampuan dari mempertahankan nilai tegangan tetap dalam kondisi yang sesuai dengan standart yang ada setelah mengalami gangguan besar sangat menentukan tingkat kehandalan dari sistem tenaga sehingga kontinuitas aliran daya dapat terjaga meskipun terkena gangguan.

2. Kestabilan tegangan akibat gangguan kecil

Perubahan atau fluktuasi beban pada sistem kelistrikan akan mempengaruhi nilai dari tegangan di sistem. Contoh dari kestabilan jangka pendek adalah kedip tegangan (voltage sags) dan kenaikan tegangan (swells). Kedip tegangan adalah fenomena dimana tegangan efektif di sistem akan mengalami penurunan pada durasi antara 0,5 cycle hingga 1 menit, sedangkan untuk voltage swells adalah fenomena dimana tegangan efektif di sistem akan mengalami kenaikan pada durasi antara 0,5 cycle hingga 1 menit. Hal itu terjadi pada saluran ketika terjadinya petir.

2.3 Kestabilan Transien

kestabilan transien adalah suatu kemampuan sistem tenaga listrik untuk mempertahankan kondisi sinkron ketika sistem mengalami gangguan transien. Gangguan transien merupakan gangguan besar yang bersifat tiba-tiba selama periode satu ayunan pertama. Kestabilan transien terjadi saat pegatur tegangan otomatis (AVR) dan pengatur frekuensi (*governor*) belum bekerja [4].

Sistem dikatakan stabil ketika adanya keseimbangan antara daya mekanik pada prime mover dengan daya elektriks yang disalurkan ke beban. Apabila kondisi sistem yang tidak stabil tidak dipulihkan dengan segera, maka percepatan dan perlambatan putaran motor akan mengakibatkan hilangnya sinkronisasi dalam sistem. Apabila sistem mengalami kelebihan daya elektrik maka akan terjadi perlambatan pada rotor generator, hal ini disebabkan semakin terbebannya generator [4].

Namun kelebihan daya mekanik akan terjadi percepatan rotor generator, hal ini disebabkan semakin ringan beban yang ditanggung generator. Kestabilan sistem tenaga listrik secara umum dapat didefinisikan sebagai kemampuan dari suatu sistem tenaga listrik untuk

mempertahankan keadaan sinkronnya pada saat dan sesudah terjadi gangguan.

Maka dibutuhkan analisis kestabilan agar generator yang terganggu tidak lepas dari sistem dan menyebabkan kerusakan sistem menjadi semakin meluas. Maka dari itu studi mengenai kestabilan transien perlu dilakukan karena suatu sistem dapat dikatakan stabil ketika mencapai kestabilan *steady state*. Beberapa faktor yang dapat menyebabkan gangguan kestabilan transien, diantaranya :

1. Beban lebih akibat generator lepas dari sistem
2. Hubung singkat
3. *Starting* pada motor
4. Perubahan beban secara tiba-tiba

2.3.1. Hubung Singkat (*Short Circuit*)

Gangguan yang paling sering terjadi dalam satu sistem tenaga listrik adalah hubung singkat dalam suatu sistem tenaga listrik. Jenis gangguan hubung singkat bisa terjadi pada fasa kawat atau hubung singkat ke tanah. Penyebab gangguan hubung singkat bisa disebabkan adanya sambaran petir, kegagalan isolasi, gangguan binatang dan ranting pohon serta factor eksternal lainnya [4]. Saat terjadi hubung singkat, arus yang mengalir menuju titik gangguan bernilai sangat besar sehingga tegangan di sekitar titik gangguan akan menurun secara signifikan. Semakin besar arus hubung singkat maka semakin rendah tegangan di sekitar titik gangguan. Hal ini akan mengakibatkan kestabilan sistem menjadi terganggu. Selain itu dapat merusak peralatan karena nilai arus yang sangat besar.

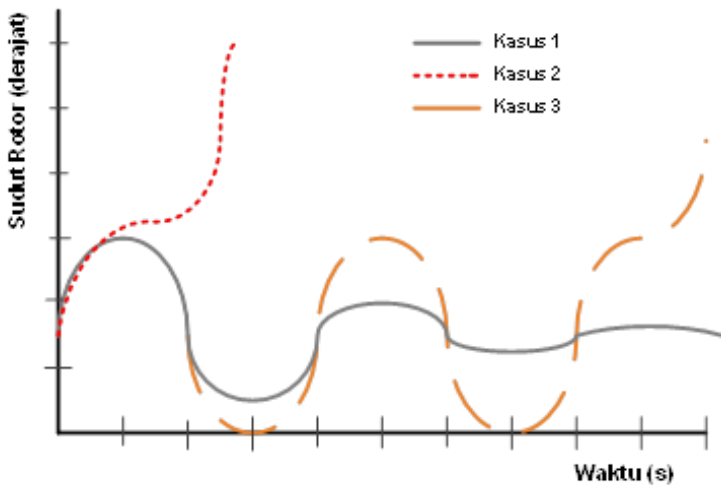
2.3.2. Motor Starting

Pada saat terjadinya proses penyalan motor atau *motor starting* hal yang perlu diperhatikan adalah terjadinya drop tegangan pada suatu sistem tenaga listrik. Saat pertama kali motor di start , motor akan meminta arus dalam jumlah besar yang mencapai nilainya hingga enam kali arus nominalnya. Arus ini disebut *locked rotor current*. Arus yang sangat besar ini mengakibatkan drop tegangan pada sistem karena melewati suatu impedansi pada sistem [4]. Sehingga dari nilai arus yang besar menyebabkan nilai drop yang besar pula sehingga bisa menyebabkan adanya kestabilan sistem menjadi terganggu.

2.3.3. Perubahan Beban

Perubahan beban meliputi terjadinya penambahan beban besar yang masuk secara tiba-tiba dan pelepasan beban dengan nominal yang besar. 2 hal tersebut dapat mengakibatkan kestabilan di sistem akan terganggu dan dapat mengakibatkan frekuensi di sistem menjadi turun [4]. Hal ini dikarenakan daya keluar elektrik generator jauh melampaui daya masukan mekanis generator atau daya yang dihasilkan penggerak mula, dan kekurangan ini disuplai dengan berkurangnya energi kinetik generator. Sehingga putaran generator turun atau frekuensi sistem turun, sudut daya δ bertambah besar dan melampaui sudut kritisnya, akibatnya generator akan lepas sinkron atau tidak stabil. Sesaat dilakukannya pembebanan tersebut, rotor generator akan mengalami ayunan dan getaran yang besar. Contoh gangguan yang dapat menyebabkan terjadinya gangguan peralihan antara lain :

- Jumlah beban melebihi batas kestabilan keadaan mantap untuk kondisi tegangan dan reaktansi rangkaian tertentu
- Jika beban dinaikkan sampai terjadi osilasi, sehingga menyebabkan sistem mengalami ayunan yang melebihi titik kritis yang tidak dapat kembali



Gambar 2.2 Respon Sudut Rotor terhadap Gangguan Transien

2.4 Dinamika Rotor dan Persamaan Ayunan

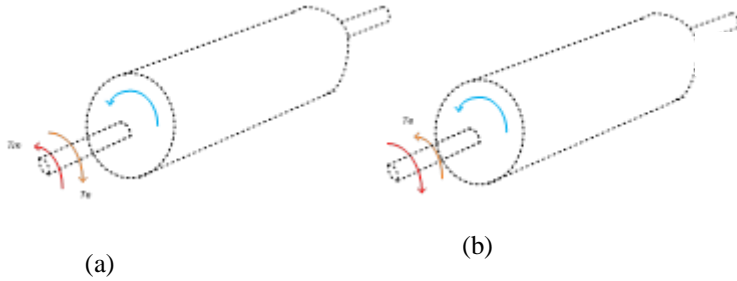
Seperti yang telah disampaikan sebelumnya bahwa permasalahan mengenai kestabilan sangat erat kaitannya dengan dinamika rotor. Persamaan yang merepresentasikan gerakan rotor mesin sinkron didasarkan pada prinsip dasar dinamika yang menyatakan bahwa momen putar (*accelerating torque*) merupakan hasil kali dari momen kelambaman (*moment of inertia*) rotor dan percepatan sudutnya. Persamaan ayunan untuk generator sinkron dapat ditulis sebagai berikut:

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (2.4)$$

Dimana,

J	Momen inersia total dari massa rotor dalam $kg \cdot m^2$
θ_m	Pergeseran sudut dari rotor terhadap suatu sumbu yang diam dalam radian mekanis (rad)
T_e	Momen putar listrik atau elektromagnetik, (N-m)
T_a	Momen putar kecepatan percepatan bersih (<i>net</i>), (N-m)
t	Waktu dalam detik (s)
T_m	Momen putar mekanis atau poros penggerak yang diberikan oleh <i>prime mover</i> dikurangi dengan momen putar perlambatan (<i>retarding</i>) yang disebabkan oleh rugi-rugi perputaran (N-m)

Torsi mekanis T_m dan torsi listrik T_e dianggap positif pada generator sinkron, maka hal ini menandakan bahwa T_m ialah resultan torsi yang mempunyai kecenderungan untuk mempercepat rotor dalam arah putaran θ_m yang positif. Untuk generator yang bekerja dalam keadaan tetap T_m akan bernilai sama dengan T_e . Lalu untuk nilai T_a akan bernilai 0. Arti dari kondisi tersebut tidak adanya percepatan maupun adanya perlambatan pada massa rotor dan mesin berputar dalam kondisi kecepatan sinkron. Massa yang berputar meliputi rotor generator dan *prime mover* dikatakan dalam kondisi sinkron pada sistem tersebut. *Prime mover* untuk persamaan diatas berlaku untuk suatu turbin air atau turbin uap dan masing-masing turbin memiliki berbagai model dengan tingkat kesulitan yang beragam dalam menggambarkan pengaruh T_m [5].



Gambar 2.3 Representasi Suatu Rotor Mesin yang Membandingkan Arah Perputaran serta Momen Putar Mekanis dan Elektris untuk Generator (a) dan Motor (b)

Karena θ_m diukur dengan sumbu referensi stasioner pada stator, yang merupakan ukuran mutlak dari sudut rotor, akibatnya, θ_m meningkat secara kontinyu dengan waktu dan kecepatan sinkron yang konstan [5]. Dikarenakan kecepatan rotor bersifat *relative* terhadap kecepatan sinkron, maka akan lebih mudah untuk mengukur posisi sudut rotor terhadap sumbu referensi yang berputar pada kecepatan sinkron, yang dapat didefinisikan sebagai berikut :

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \quad (2.5)$$

Dimana,

ω_{sm} : Kecepatan sinkron mesin (*radians/detik*)

δ_m : Sudut pergeseran rotor, dalam *mechanical radians*, dari sumbu referensi putaran sinkron (*derajat*)

Penurunan persamaan (2.5) :

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (2.6)$$

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (2.7)$$

Persamaan (2.6) menunjukkan bahwa kecepatan sudut rotor $\frac{d\theta_m}{dt}$ adalah konstan dan kecepatan sinkron hanya saat $\frac{d\delta_m}{dt}$ adalah nol. Oleh karena itu, $\frac{d\delta_m}{dt}$ menunjukkan deviasi kecepatan rotor saat sinkron dengan satuan pengukuran mechanical radians per detik. Persamaan (2.7) merepresentasikan percepatan rotor dikur pada mekanikal radian per *second* kuadrat. Dengan mensubstitusikan persamaan (2.7) pada (2.4), maka didapatkan :

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad \text{N-m} \quad (2.8)$$

Untuk mempermudah persamaan kecepatan sudut rotor didefinisiakan sebagai berikut:

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} \quad (2.9)$$

Menurut prinsip dasar dinamika rotor yang menyatakan bahwa daya (P) adalah perkalian antara torsi dengan kecepatan sudut, maka jika persamaan (2.8) dikalikan dengan ω_m akan didapatkan persamaan sebagai berikut :

$$J \omega_m \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad \text{W} \quad (2.10)$$

Dimana,

P_m : Daya mekanis

P_e : Daya elektrik

P_a : Daya percepatan yang menyumbang ketidakseimbangan diantara keduanya

Koefisien $J \omega_m$ adalah momentum sudut rotor pada kecepatan sinkron ω_{sm} dan dinotasikan dengan M (konstanta inersia mesin). Satuan M adalah *joule-seconds per mechanical radian*, sehingga persamaan juga dapat dituliskan dalam bentuk sebagai berikut:

$$M \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad \text{W} \quad (2.11)$$

Dalam data mesin untuk studi stabilitas transien terdapat suatu konstanta yang sering dijumpai yaitu inersia mesin (H) yang didefinisikan dengan,

$$H = \frac{\text{Daya kinetis yang disimpang dalam mega joule pada kecepatan sinkron}}{\text{rating mesin dalam MVA}} \quad (2.12)$$

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_{sm}^2}{S_{mach}} = \frac{\frac{1}{2} M \omega_{sm}}{S_{mach}} \text{ MJ/MVA} \quad (2.13)$$

Dimana S_{mach} adalah rating 3 fase dari mesin dalam MVA. Dengan menyelesaikan persamaan untuk mendapatkan nilai M pada persamaan (2.13), didapatkan :

$$M = \frac{2H}{\omega_{sm}} S_{mach} \text{ MJ/mech rad} \quad (2.14)$$

Dengan mensubstitusikan M di persamaan (2.11), didapatkan :

$$\frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \frac{P_a}{S_{mach}} = \frac{P_m - P_e}{S_{mach}} \quad (2.15)$$

δ_m memiliki satuan *mechanical radians* pada persamaan (2.15), dimana ω_{sm} memiliki satuan *mechanical radians per second*. Oleh sebab itu persamaan dapat ditulis sebagai :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad \text{per unit} \quad (2.16)$$

Dengan $\omega_s = 2\pi f$, maka persamaan (2.16) menjadi,

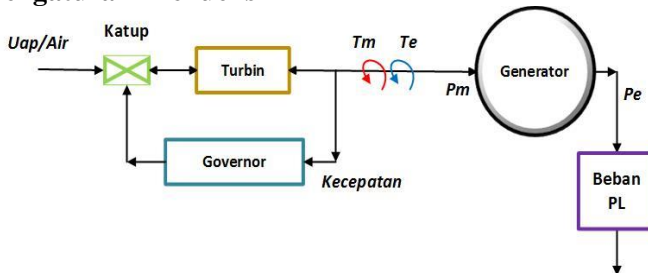
$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (2.17)$$

Saat δ dalam *electrical radians*,

$$\frac{H}{180f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (2.18)$$

Persamaan (2.16) menjelaskan *swing equation* mesin berupapersamaan dasar yang mengatur dinamika rotasi dari mesin sinkron pada studi stabilitas.

2.5 Pengaturan Frekuensi



Gambar 2.4 Blok Diagram Konsep Dasar Speed Governing

Keterangan gambar:

- T_m = torsi mekanik
- P_m = daya mekanik
- T_e = torsi elektrik
- P_e = daya elektrik
- P_L = Daya beban

Tentu kita pahami bahwa frekuensi sangat berhubungan dengan kecepatan pada turbin. Untuk mendapatkan frekuensi yang konstan maka putaran yang dilakukan juga harus konstan. Oleh karena itu diperlukan pengaturan untuk sistem tersebut yaitu oleh *speed governor*. Saat ada perubahan beban, terjadi perubahan torsi elektrik (T_e) pada generator secara instan [6]. Hal ini menyebabkan perbedaan antara torsi mekanik (T_m) dan torsi elektrik (T_e) yang menyebabkan perbedaan kecepatan.. Penyesuaian daya aktif ini dilakukan dengan mengatur kopel mekanis untuk memutar generator, yang tidak lain merupakan pengaturan pemberian bahan bakar turbin. , hali ini dilakukan dengan cara mengatur pemberian bahan bakar turbin oleh governor yang membuka atau menutup katup (valve) bahan bakar [6].

ketika frekuensi turun dari nominalnya, governor akan menambah kapasitas bahan bakar sedangkan ketika frekuensi naik dari nominalnya, governor akan mengurangi kapasitas bahan bakar. Parameter penting yang harus diperhatikan untuk analisis kestabilan transien adalah mode operasi *speed governor* yang dibagi menjadi dua macam Mode operasi *speed governor* dibagi menjadi dua, yakni mode *droop* dan mode *isochronous*.

pada mode droop, governor sudah memiliki *set point* daya mekanik yang besarnya sesuai dengan *rating* generator atau menurut kebutuhan. Dengan adanya *fixed setting*, nilai *output* daya listrik generator akan tetap sehingga saat terjadi perubahan beban, putaran turbin tidak berubah [6].

Pada mode isochronous *set point* putaran governor ditentukan berdasarkan kebutuhan daya sistem secara *real time*. Governor akan menyesuaikan nilai *output* daya mekanik turbin agar sesuai dengan daya listrik yang dibutuhkan sistem melalui proses di dalam governor berdasarkan *logic control* dari manufaktur. Mode *isochronous* mampu menjaga frekuensi sistem tetap berada dalam batas yang diizinkan. Dengan demikian generator tidak akan mengalami *loss of synchronization* [6].

2.6 Load Shedding (Pelepasan Beban)

Jika terjadi gangguan pada sistem yang menyebabkan besarnya suplai daya yang dihasilkan oleh pembangkit tidak mencukupi kebutuhan beban misalnya karena adanya pembangkit yang lepas (trip), maka untuk mencegah terjadinya ketidakstabilan sistem perlu dilakukan pelepasan beban (load shedding). Keadaan yang kritis pada sistem dapat dideteksi melalui frekuensi sistem yang menurun dengan cepat. .

2.6.1 Pelepasan Beban Secara Manual

Pelepasan beban secara manual hanya dapat dipakai dalam keadaan yang tidak begitu penting, seperti perkembangan beban yang melebihi kapasitas pembangkit atau turunnya tegangan di dalam daerah tertentu yang disebabkan oleh gangguan [6]. Dalam keadaan darurat karena turunnya tegangan hingga 80%, operator akan mengambil inisiatif sendiri untuk melakukan pelepasan beban. Kekurangan dari pelepasan beban secara manual adalah kebutuhan akan operator yang siap dan handal karena keterlambatan operator dalam mengatasi permasalahan ini akan berakibat fatal pada stabilitas sistem.

2.6.2 Pelepasan Beban secara Otomatis

Pelepasan beban secara otomatis menggunakan underfrequency relay dilakukan berdasarkan seberapa besar turunnya frekuensi pada sistem. Perencanaan dan setting rele underfrequency untuk load shedding harus dalam kondisi beban lebih sehingga generator tidak mampu memenuhi kebutuhan beban. Dengan berlebihnya beban

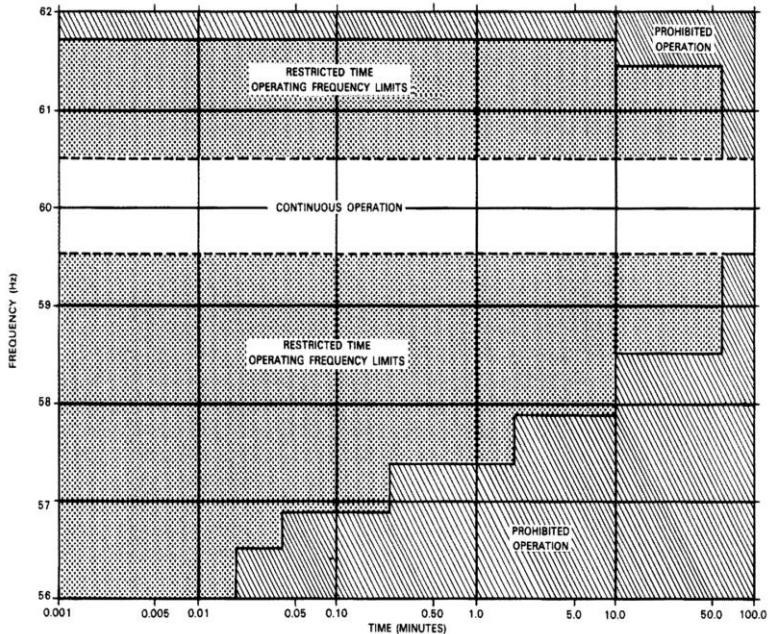
yang ditanggung oleh generator maka frekuensi sistem akan turun. Untuk menghindari black out akibat generator overload maka diperlukan load shedding [7].

Sehingga, ketika terjadi gangguan yang mengakibatkan turunnya frekuensi sistem hingga batas yang tidak diijinkan, maka beban akan terlepas dengan sendirinya sesuai dengan setting rele underfrequency. Pelepasan beban tidak dilakukan secara bersamaan dalam satu waktu, namun dilakukan secara bertahap. Hal ini, dilakukan untuk menghindari terjadinya overvoltage. Setting rele underfrequency mempunyai beberapa settingan sesuai dengan tahapan pelepasan beban. Rele underfrequency ditempatkan pada substation-substation dan menginterkoneksi dengan pemutus daya pada feeder yang ingin di lepas.

2.7 Standar yang Digunakan untuk Analisis Kestabilan Transien

2.7.1 Standar Frekuensi

Menggunakan standar IEEE Std.106-2003 untuk menentukan operasi frekuensi yang diizinkan pada steam turbine generator dengan frekuensi sistem 60 Hz. frekuensi kerja yang diperbolehkan menurut standar IEEE Std.106-2003 ditunjukkan pada Gambar 2.5. Dikarenakan pada PT. Pertamina RU IV Cilacap menggunakan frekuensi 50 Hz sehingga perlu mengubah satuan pada standar dalam bentuk persen agar dapat digunakan untuk frekuensi 50 Hz. Namun untuk standart pelepasan beban PT.PERTAMINA RU IV Cilacap memiliki standard yang akan dijelaskan pada bab 4

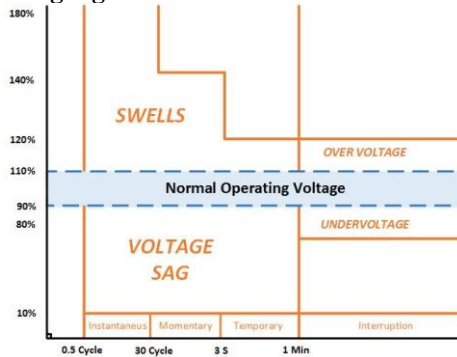


Gambar 2.5 Standar Frekuensi untuk *Steam Turbin Generator* (IEEE Std C37.106-2003)

Keterangan dari tiga daerah operasi pada Gambar 3, yaitu:

1. *Restricted time operating frequency limits*, ketika terjadi gangguan akan terjadi frekuensi di sistem, berdasarkan gambar dibawah menunjukan berapa penurunan frekuensi yang diijinkan berdasarkan waktu. semakin besar dan semakin kecil frekuensi kerja maka waktu kerja yang diizinkan juga semakin pendek
2. *Prohibited operation*, adalah daerah frekuensi terlarang, Frekuensi operasi tidak diizinkan menyentuh pada titik tersebut. Ketika menyentuh titik tersebut sudah dipastikan sistem menjadi tidak stabil.
3. *Continuous operation*, adalah daerah frekuensi normal, batas daerah frekuensi yang diperbolehkan. Jika dikonversikan dalam standar sistem frekuensi 50 Hz maka 59,5 Hz sama dengan 49,58 Hz (99,17%) dan 60,5 Hz sama dengan 50,42 Hz (100,83%).

2.7.2 Standar Tegangan



Gambar 2.6 Definisi *Voltage Magnitude Event* berdasarkan Standar IEEE 1195-1995

Standar yang digunakan untuk tegangan nominal dalam kondisi normal adalah berdasarkan standar PLN, yaitu :

- 500 kV +5%, -5%
- 150 kV +5%, -10%
- 70 kV +5%, -10%
- kV +5%, -10%

Sedangkan standar yang digunakan untuk kedip tegangan adalah IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality (IEEE Std 1159-1995).

BAB 3

SISTEM KELISTRIKAN PT. PERTAMINA RU IV CILACAP

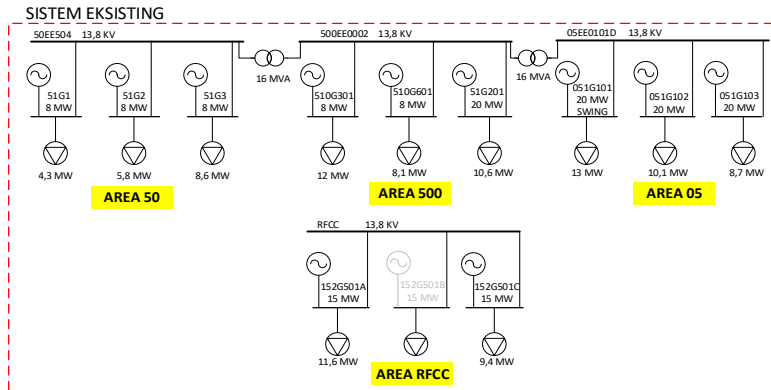
3.1 Sistem Kelistrikan di PT. Pertamina RU IV CILACAP

PT. PERTAMINA RU IV Cilacap merupakan salah satu dari 7 jajaran unit pengolahan di tanah air, yang memiliki kapasitas terbesar dari seluruh PERTAMINA RU lainnya. Sistem kelistrikan di PT PERTAMINA RU IV Cilacap dibagi menurut 3 area yang saling terinterkoneksi dan 1 area dalam kondisi *islanding*.

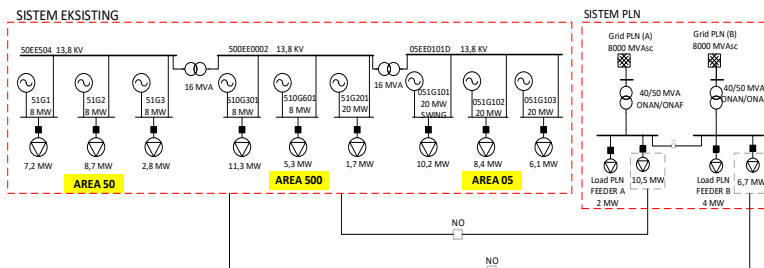
Pada 3 area yang saling terinterkoneksi tersebut memiliki 9 pembangkit besar yaitu 5 unit pembangkit dengan kapasitas 8 MW dan 4 unit pembangkit dengan kapasitas 20 MW sedangkan untuk area yang *islanding* memiliki 3 unit pembangkit dengan kapasitas 15 MW. Sistem distribusi yang digunakan untuk menyalurkan daya dari pembangkitnya diinterkoneksi dalam 3 level tegangan yaitu 0.4 kV, 3.45 kV dan 13.8 kV. Level tegangan 0.4 kV digunakan untuk mendistribusikan beban berkapasitas kecil ataupun beban-beban statis. Level tegangan 3.45 kV untuk mendistribusikan beban-beban berkapasitas besar yaitu motor berkapasitas besar

Kondisi saat ini, dengan adanya penambahan unit PLBC ke sistem eksisting PT Pertamina RU IV Cilacap, *Spinning Reserve* (cadangan daya) yang dimiliki sistem eksisting berkurang. Hal ini tentu berdampak pada sisi keandalan (*reliability*) dari sistem. Di samping itu, penambahan beban pada sistem akan meningkatkan nominal arus hubung singkat (*Short Circuit Level*) sistem. Setelah melalui beberapa pertimbangan baik dari segi efisiensi, keandalan maupun ekonomi, dipilih solusi dengan melakukan pemindahan beberapa beban *non-esensial* dari sistem eksisting ke feeder PLN untuk disuplai langsung oleh sumber PLN. Sehingga dengan adanya cadangan daya yang lebih besar ini, maka diharapkan keandalan sistem meningkat. Selain itu memungkinkan juga untuk dilakukannya pengembangan sistem selanjutnya pada PT Pertamina RU IV Cilacap.

Sistem kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap sebelum adanya pemindahan beban *non-esensial* ditunjukkan oleh gambar 3.1. Sedangkan untuk sistem kelistrikan setelah dilakukannya pemindahan beban *non-esensial* ditunjukkan pada gambar 3.2



Gambar 3.1 Sistem Kelistrikan PT. Pertamina RU IV eksisting (sebelum pemindahan beban non esensial pada feeder PLN)



Gambar 3.2 Sistem Kelistrikan PT. Pertamina RU IV setelah dilakukan integrasi dan pemindahan beban non esensial pada sistem PLN

3.2 Data Kelistrikan PT. Pertamina RU IV CILACAP

Jumlah total pembangkitan, pembebanan, dan *demand* sebelum dan sesudah pemindahan beban non esensial pada sistem PLN dapat dilihat pada Tabel 3.1.1 dan 3.1.2

Tabel 3.1.1 Sebelum pemindahan beban non esensial pada sistem PLN

Keterangan	MW	MVAr	MVA	%PF
Source (swing bus)	15.169	5.261	16.055	94.48 Lag
Source (non swingbus)	66.000	40.630	77.504	85.16 Lag
Total Demand	81.169	45.891	93.243	87.05 Lag

Keterangan	MW	MVar	MVA	%PF
<i>Total Motor Load</i>	71.061	36.035	79.676	89.19 Lag
<i>Total Static Load</i>	9.792	7.116	12.105	80.89 Lag
<i>Apparent Losses</i>	0.316	2.739		

Jumlah total *demand* pada PT. Pertamina RU IV Cilacap sebelum dilakukan pemindahan beban non esensial pada feeder PLN adalah 81.169 MW, 45.891 Mvar

Tabel 3.1.2 Sesudah pemindahan beban non esensial pada sistem PLN

Keterangan	MW	MVar	MVA	%PF
<i>Source (swing bus)</i>	9.716	4.145	10.653	91.98 Lag
<i>Source (non swingbus)</i>	52.000	28.588	59.341	87.63 Lag
<i>Total Demand</i>	61.716	32.734	69.859	88.34 Lag
<i>Total Motor Load</i>	54.845	25.413	60.447	90.73 Lag
<i>Total Static Load</i>	6.577	4.704	8.086	81.34 Lag
<i>Apparent Losses</i>	0.293	2.616		

Jumlah total *demand* pada PT. Pertamina RU IV Cilacap sesudah dilakukan pemindahan beban non esensial pada feeder PLN adalah 61.716 MW, 32.734 Mvar

3.2.1 Kapasitas Pembangkitan PT. Pertamina RU IV Cilacap

Tabel 3.2 Data pembangkit

Area	No.	ID Unit	Tegangan (kV)	Rating (MW)	Daya Mampu (MW)
50	1	51G1	13,8	8	7
	2	51G2	13,8	8	7
	3	51G3	13,8	8	7

Area	No.	ID Unit	Tegangan (kV)	Rating (MW)	Daya Mampu (MW)
500	1	510G301	13,8	8	7
	2	510G601	13,8	8	7
	3	510G201	13,8	20	17
05	1	051G101	13,8	20	17
	2	051G102	13,8	20	17
	3	051G103	13,8	20	17
	Total			120	103

3.2.2 Total beban setiap area PT. Pertamina RU IV Cilacap

Sistem kelistrikan di PT. Pertamina RU IV Cilacap terdiri dari 3 area yang terinterkoneksi dengan menggunakan *Tie-Transformator* pada level tegangan 13.8 kV. Tabel 3.3 adalah beban setiap area sebelum dan sesudah dilakukannya pemindahan beban non esensial pada feeder PLN

Tabel 3.3 Data beban masing-masing area di PT. Pertamina RU IV Cilacap

Area	No.	ID Unit	Beban Sebelum Integrasi (MW)	Beban Setelah Integrasi (MW)
50	1	51G1	4,3	7,2
	2	51G2	5,8	8,7
	3	51G3	8,6	2,8
500	1	510G301	12	11,3
	2	510G601	8,1	5,3
	3	510G201	10,6	1,7
5	1	051G101	13	10,2

Area	No.	ID Unit	Beban Sebelum Integrasi (MW)	Beban Setelah Integrasi (MW)
	2	051G102	10,1	8,4
	3	051G103	8,7	6,1
	Total		81,2	61,7

3.2.3 Detail beban yang dipindah pada feeder PLN

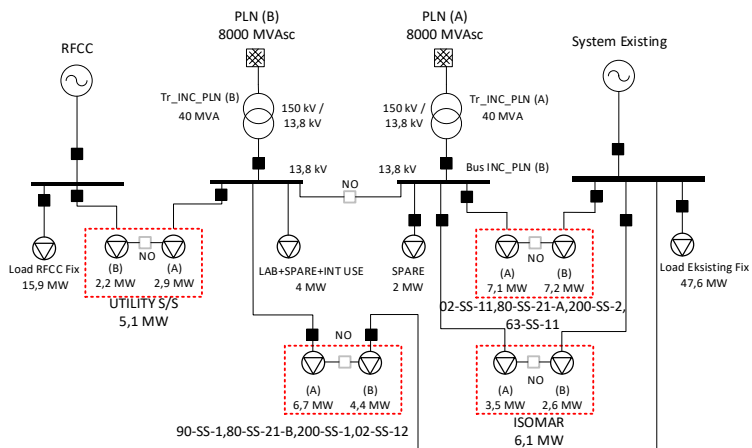
Berikut detail beban yang dipindah pada feeder PLN maupun pada feeder yang lain bisa dilihat pada tabel 3.4.

Tabel 3.4 Data beban yang dipindah pada feeder PLN atau feeder yang lain

Area	ID Unit	Nama Feeder beban	Daya (MW)	Lokasi perpindahan area
50	51G1	-	-	-
	51G2	-	-	-
	51G3	PLBC	5,8	51G1,51G2
500	510G301	-	-	-
	510G601	ISOMAR 100-SS	3,5	Feeder PLN 'A'
	510G201	80-SS-21-A	2,4	Feeder PLN 'A'
		80-SS-21-B	3,4	Feeder PLN 'B'
		200-SS-1	1,1	Feeder PLN 'B'
		200-SS-2	1,9	Feeder PLN 'A'

Area	ID Unit	Nama Feeder beban	Daya (MW)	Lokasi perpindahan area
05	051G101	63-SS-11	2,1	Feeder PLN 'A'
	051G102	02-SS-11	0,7	Feeder PLN 'A'
	051G103	02-SS-12	1,1	Feeder PLN 'B'

Sistem kelistrikan PT. Pertamina RU IV Cilacap setelah adanya pemindahan beban *non-esensial* ditunjukkan oleh gambar 3.3. Untuk detail beban yang ditanggung sistem PLN ditunjukkan oleh tabel 3.5



Gambar 3.3 Detail Sistem Kelistrikan PT. Pertamina RU IV eksisting + PLN(seetelah pemindahan beban non esensial pada feeder PLN)

Tabel 3.5 Data beban pada PLN*NO = *Normally Open*

ID Unit	Nama Beban	Daya (MW)	Catatan
PLN A	Spare Load A	2	-
	Utility	2,9	NO ke RFCC
	02-ss-11	0,7	NO ke eksisting
	80-ss-21-A	2,4	NO ke eksisting
	ISOMAR 100-SS	3,5	NO ke eksisting
	200-SS-2	1,9	NO ke eksisting
	63-SS-11	2,1	NO ke eksisting
	Total	15,5	
PLN B	Spare Load B	2	-
	Load INT	0,08	
	LAB	2	
	90-SS-1	1,1	NO ke eksisting
	80-SS-21-B	3,4	NO ke eksisting
	200-SS-1	1,1	NO ke eksisting
	02-SS-12	1,1	NO ke eksisting
	Total	10,78	

3.2.4 Sistem Distribusi PT. Pertamina RU IV Cilacap

Sistem kelistrikan di PT. Pertamina RU IV Cilacap yaitu menggunakan penggabungan sistem radial. Dimana untuk menginterkoneksi antara area 05,500 dan 50 menggunakan *tie-transformator* pada level tegangan 13.8 kV.

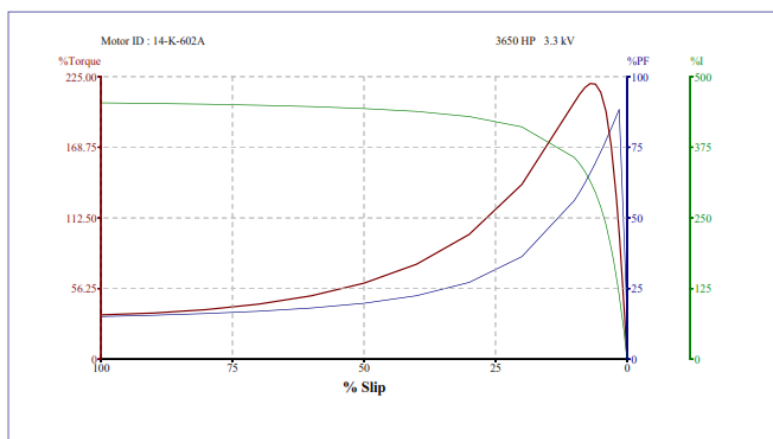
Tabel 3.6 Data *Tie-Transformator* Distribusi di PT. Pertamina RU IV Cilacap

No	ID	MVA	kV	%Z	Hubungan
1	50EE0101A	16	13.8/13/8	13.51	delta/delta
2	500EE0007	16	13.8/13/8	13.51	delta/delta

3.2.5 Motor Terbesar PT. Pertamina RU IV Cilacap

Pada analisa kestabilan transient untuk kasus motor *starting*, beban motor terbesar pabrik perlu di perhitungkan. Motor terbesar memiliki rating tegangan 3.45V dengan kapasitas 2825 kW. Karakteristik motor terbesar dapat dilihat pada tabel 3.7 dan gambar 3.4:

Karakteristik	Setting
LRC	453,5%
PF	15,06%
1/2 cy Xsc	22,051%
1.5-4 cy Xsc	33,076%
X/R	6,54



Gambar 3.4 Karakteristik Motor 14-K-602A

Halaman Ini Sengaja Dikosongkan

BAB 4

SIMULASI DAN ANALISIS KESTABILAN TRANSIEN DI PT. PERTAMINA RU IV CILACAP

4.1. Pemodelan Sistem Kelistrikan

Berdasarkan data-data yang ada dilakukan pemodelan dalam bentuk *single line diagram* dari sistem kelistrikan di PT. Pertamina RU IV Cilacap dalam software ETAP 12.6. Selanjutnya akan dilakukan simulasi dan analisis kestabilan transien dengan beberapa kasus kemungkinan terjadinya gangguan. Pada tugas akhir ini analisis dilakukan ketika terjadi *generator outage*, *short circuit*, dan *motor starting*.

4.2. Studi Kasus Kestabilan Transien

Pada simulasi ini dilakukan analisis kestabilan transien dan mekanisme pelepasan beban di PT. Pertamina RU IV Cilacap akibat generator *outage*, *short circuit*, motor *starting*. Parameter-parameter yang perlu diperhatikan dalam tugas akhir ini adalah respon dari frekuensi, tegangan, dan sudut rotor pada sistem.

Studi kasus gangguan yang digunakan pada simulasi ini antara lain sebagai berikut:

1. Generator *outage*: pada kasus ini terdapat satu ataupun dua generator yang tiba-tiba terlepas dari sistem saat sedang terinterkoneksi.
2. Pada kasus Generator Outage yang dijelaskan secara detail pada buku ini yaitu : case (6-B ; 8-A ; 9-D ; 15-C ; 10-B ; 17-A ; detail pada **sub bab 4.2.1**. Rekapitulasi data hasil sub bab 4.2.1 bisa dilihat pada tabel 4.3
3. *Short circuit*: pada kasus ini terjadi gangguan hubung singkat pada bus 10EE106B dengan level tegangan 0.38kV; bus 200EE205B dengan level tegangan 3.45 kV; bus 05EE0101A dengan level tegangan 13.8 kV.
4. Motor *starting*: pada kasus ini terjadi *starting* motor terbesar 2825 kW saat sistem sedang beroperasi. Motor yang di *starting* adalah 14-K-602A. Tujuan studi ini melihat respon tegangan bus yang berada di atas motor tersebut dan respon terhadap bus utama (13.8 kV) saat motor tersebut di *start*

4.2.1 Generator Outage

Pada studi kasus *generator outage*, dilakukan studi kasus terjadi satu *generator outage* dengan berbagai macam kondisi. Studi kasus tersebut diantaranya:

1. TS Case-1 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Semua generator aktif (51G1, 51G2, 51G3, 510G301, 510G601, 51G201, 051G101, 051G102, dan 051G103). Semua beban aktif.
 - a. Generator 8 MW (51G1) Trip
 - b. Generator 20 MW (051G101) Trip
 - c. Generator 8 MW (510G601) Trip
 - d. Generator 20 MW (51G201) Trip
2. TS Case-2 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Satu generator 8 MW area 50 tidak aktif (Gen 51G3 OFF). Semua beban aktif.
 - a. Generator 8 MW (51G1) Trip
 - b. Generator 20 MW (051G101) Trip
 - c. Generator 8 MW (510G601) Trip
 - d. Generator 20 MW (51G201) Trip
3. TS Case-3 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Satu generator 8 MW area 500 tidak aktif (Gen 510G301 OFF). Semua beban aktif.
 - a. Generator 8 MW (51G1) Trip
 - b. Generator 20 MW (051G101) Trip
 - c. Generator 8 MW (510G601) Trip
 - d. Generator 20 MW (51G201) Trip
4. TS Case-4 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Satu generator 20 MW area 500 tidak aktif (Gen 51G201 OFF). Semua beban aktif.
 - a. Generator 8 MW (51G1) Trip
 - b. Generator 20 MW (051G101) Trip
 - c. Generator 8 MW (510G601) Trip
5. TS Case-5 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Satu generator 20 MW area 05 tidak aktif (Gen 051G103 OFF). Semua beban aktif.
 - a. Generator 8 MW (51G1) Trip
 - b. Generator 20 MW (051G101) Trip
 - c. Generator 8 MW (510G601) Trip
 - d. Generator 20 MW (51G201) Trip

6. TS Case-6 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Satu generator 8 MW area 50 dan satu generator 8 MW area 500 tidak aktif (Gen 51G3 dan 510G301 OFF). Semua beban aktif.
 - a. Generator 8 MW (51G1) Trip
 - b. Generator 20 MW (051G101) Trip
 - c. Generator 8 MW (510G601) Trip
 - d. Generator 20 MW (51G201) Trip
7. TS Case-7 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Satu generator 8 MW area 50 dan satu generator 20 MW area 500 tidak aktif (Gen 51G3 dan 51G201 OFF). Semua beban aktif.
 - a. Generator 8 MW (51G1) Trip
 - b. Generator 20 MW (051G101) Trip
 - c. Generator 8 MW (510G601) Trip
8. TS Case-8 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Satu generator 8 MW area 50 dan satu generator 20 MW area 500 tidak aktif (Gen 51G3 dan 051G103 OFF). Semua beban aktif.
 - a. Generator 8 MW (51G1) Trip
 - b. Generator 20 MW (051G101) Trip
 - c. Generator 8 MW (510G601) Trip
 - d. Generator 20 MW (51G201) Trip
9. TS Case-9 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Satu generator 8 MW area 500 dan satu generator 20 MW area 05 tidak aktif (Gen 510G301 dan 051G103 OFF). Semua beban aktif.
 - a. Generator 8 MW (51G1) Trip
 - b. Generator 20 MW (051G101) Trip
 - c. Generator 8 MW (510G601) Trip
 - d. Generator 20 MW (51G201) Trip
10. TS Case-10 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Satu generator 20 MW area 500 dan satu generator 20 MW area 05 tidak aktif (Gen 51G201 dan 051G103 OFF). Semua beban aktif.
 - a. Generator 8 MW (51G1) Trip
 - b. Generator 20 MW (051G101) Trip
 - c. Generator 8 MW (510G601) Trip
11. TS Case-11 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Dua generator 8 MW area 50 tidak aktif (Gen 51G1 dan 51G2 OFF). Semua beban aktif.
 - a. Generator 8 MW (51G1) Trip
 - b. Generator 20 MW (051G101) Trip
 - c. Generator 8 MW (510G601) Trip

- d. Generator 20 MW (51G201) Trip
- 12. TS Case-12 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Dua generator 8 MW dan 20 MW area 500 tidak aktif (Gen 510G601 dan 51G201 OFF). Semua beban aktif.
 - a. Generator 8 MW (51G1) Trip
 - b. Generator 20 MW (051G101) Trip
 - c. Generator 8 MW (510G301) Trip
- 13. TS Case-13 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Dua generator 20 MW area 05 tidak aktif (Gen 051G102 dan 051G103 OFF). Semua beban aktif.
 - a. Generator 8 MW (51G1) Trip
 - b. Generator 20 MW (051G101) Trip
 - c. Generator 8 MW (510G601) Trip
 - d. Generator 20 MW (51G201) Trip
- 14. TS Case-14 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Satu generator 20 MW area 500 tidak aktif (Gen 51G201 OFF). Semua beban aktif
 - a. Beban PLN A masuk Eksisting
 - b. Beban PLN B masuk Eksisting
 - c. Beban PLN A dan B masuk Eksisting
- 15. TS Case-15 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Satu generator 20 MW area 500 dan Satu Generator 8 MW tidak aktif (Gen 51G201 OFF dan Gen 510G301 OFF). Semua beban aktif
 - a. Beban PLN A masuk Eksisting
 - b. Beban PLN B masuk Eksisting
 - c. Beban PLN A dan B masuk Eksisting
- 16. TS Case-16 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Dua generator 8 MW area 500 dan (Gen 510G301 OFF dan Gen 510G601 OFF). Semua beban aktif
 - a. Beban PLN A masuk Eksisting
 - b. Beban PLN B masuk Eksisting
 - c. Beban PLN A dan B masuk Eksisting
- 17. TS Case-17 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Dua generator 20 MW area 05 tidak aktif (Gen 051G102 dan 051G103 OFF). Semua beban aktif.
 - a. Beban PLN A dan B masuk Eksisting dan Generator 8 MW (510G601) Trip
 - b. Beban PLN A dan B masuk Eksisting dan Generator 8 MW (510G201) Trip

Dengan adanya *generator outage* menyebabkan sistem kehilangan suplai daya sehingga untuk beberapa kasus membutuhkan mekanisme *load shedding*. Tujuannya adalah agar sistem tetap beroperasi normal setelah terjadi gangguan.

Pada kasus gangguan generator *outage*, bus yang digunakan sebagai parameter kestabilan transien sistem adalah:

1. Bus 05EE0101D merupakan bus yang mewakili tegangan 13.8 kV di area 05
2. Bus 50EE504 merupakan bus yang mewakili tegangan 13.8 kV pada area 50
3. Bus 500EE0002 merupakan bus yang mewakili tegangan 13.8 kV pada area 500
4. *Beban PLN A dan B yang masuk adalah kondisi yang NO terhadap eksisting (tabel 3.5)

4.2.2 Pola Operasi Aliran Daya

Pada saat mensimulasikan kasus *generator outage*, *short circuit*, *motor starting* terlebih dahulu menentukan pola operasi untuk masing masing kondisi setiap kasus terlebih pada kasus *generator outage*. Berikut pola operasi pembangkitan yang digunakan untuk setiap kondisi kasus *generator outage* pada tabel 4.1

Tabel 4.1 Pola Operasi Generator

TS CASE	AREA 50			AREA 500			AREA 05		
	51G1	51G2	51G3	510G301	510G601	51G201	051G101	051G102	051G103
	8 MW*	8 MW*	8 MW*	8 MW*	8 MW*	20 MW*	20 MW*	20 MW*	20 MW*
1.A	5	5	5	5	5	9	9,7	9	9
1.B	5	5	5	5	5	9	9,7	9	9
1.C	5	5	5	5	5	9	9,7	9	9
1.D	5	5	5	5	5	9	9,7	9	9
2.A	5	5	OFF	5	5	10	11,7	10	10
2.B	5	5	OFF	5	5	10	11,7	10	10
2.C	5	5	OFF	5	5	10	11,7	10	10
2.D	5	5	OFF	5	5	10	11,7	10	10
3.A	5	5	5	OFF	5	10	11,7	10	10
3.B	5	5	5	OFF	5	10	11,7	10	10
3.C	5	5	5	OFF	5	10	11,7	10	10
3.D	5	5	5	OFF	5	10	11,7	10	10
4.A	5	5	5	5	5	OFF	12,7	12	12
4.B	5	5	5	5	5	OFF	12,7	12	12
4.C	5	5	5	5	5	OFF	12,7	12	12
5.A	5	5	5	5	5	12	12,7	12	OFF
5.B	5	5	5	5	5	12	12,7	12	OFF
5.C	5	5	5	5	5	12	12,7	12	OFF
5.D	5	5	5	5	5	12	12,7	12	OFF

TS CASE	AREA 50			AREA 500			AREA 05		
	51G1	51G2	51G3	510G301	510G601	51G201	051G101	051G102	051G103
	8 MW*	8 MW*	8 MW*	8 MW*	8 MW*	20 MW*	20 MW*	20 MW*	20 MW*
6.A	5	5	OFF	OFF	5	11	13,7	11	11
6.B	5	5	OFF	OFF	5	11	13,7	11	11
6.C	5	5	OFF	OFF	5	11	13,7	11	11
6.D	5	5	OFF	OFF	5	11	13,7	11	11
7.A	6	6	OFF	6	6	OFF	13,7	12	12
7.B	6	6	OFF	6	6	OFF	13,7	12	12
7.C	6	6	OFF	6	6	OFF	13,7	12	12
8.A	6	6	OFF	6	6	12	13,7	12	OFF
8.B	6	6	OFF	6	6	12	13,7	12	OFF
8.C	6	6	OFF	6	6	12	13,7	12	OFF
8.D	6	6	OFF	6	6	12	13,7	12	OFF
9.A	6	6	6	OFF	6	12	13,7	12	OFF
9.B	6	6	6	OFF	6	12	13,7	12	OFF
9.C	6	6	6	OFF	6	12	13,7	12	OFF
9.D	6	6	6	OFF	6	12	13,7	12	OFF
10.A	6	6	6	6	6	OFF	15,7	16	OFF
10.B	6	6	6	6	6	OFF	15,7	16	OFF
10.C	6	6	6	6	6	OFF	15,7	16	OFF
11.A	OFF	5	OFF	5	5	11	13,7	11	11
11.B	OFF	5	OFF	5	5	11	13,7	11	11
11.C	OFF	5	OFF	5	5	11	13,7	11	11
11.D	OFF	5	OFF	5	5	11	13,7	11	11
12.A	6	6	6	6	OFF	OFF	13,7	12	12
12.B	6	6	6	6	OFF	OFF	13,7	12	12
12.C	6	6	6	6	OFF	OFF	13,7	12	12
13.A	6	6	6	6	6	16	15,7	OFF	OFF
13.B	6	6	6	6	6	16	15,7	OFF	OFF
13.C	6	6	6	6	6	16	15,7	OFF	OFF
13.D	6	6	6	6	6	16	15,7	OFF	OFF
14.A	5	5	5	5	5	OFF	12,7	12	12
14.B	5	5	5	5	5	OFF	12,7	12	12
14.C	5	5	5	5	5	OFF	12,7	12	12
15.A	6	6	6	OFF	6	OFF	13,7	12	12
15.B	6	6	6	OFF	6	OFF	13,7	12	12
15.C	6	6	6	OFF	6	OFF	15,7	12	12
16.A	5	5	5	OFF	OFF	11	13,7	11	11
16.B	5	5	5	OFF	OFF	11	13,7	11	11
16.C	5	5	5	OFF	OFF	11	13,7	11	11
17.A	6	6	6	6	6	16	15,7	OFF	OFF
17.B	6	6	6	6	6	16	15,7	OFF	OFF

 = Trip/Outage

 = OFF (kondisi awal sudah tidak beroperasi)

4.2.3 Mekanisme Load Shedding

Pada sub ini akan dijelaskan mengenai mekanisme pelepasan beban yang ada di PT.PERTAMINA RU IV Cilacap. Pada tabel 4.2 dapat ditunjukkan skema pelepasan beban menggunakan *Under Frequency relay (UFR)* dengan menggunakan 3 tahap yang beroperasi pada tiga titik frekuensi yang berbeda. Untuk masing-masing area mempunyai delay yang berbeda dalam tahap pelepasan beban tersebut untuk masing-masing tahap.

Tabel 4.2 Skema pelepasan beban PT.PERTAMINA RU IV Cilacap

Area	Frequency (Hz)	Time Delay UFR	Time Sensing Relay	Trip Breaker Number	Load/Feeder Number	Estimated Load Sheded (MW)	Total
5	49	0,185	0,2	CB-95		0,6	5,5
5	49	0,185	0,2	52-A7	30EE111A	3,2	
			0,2	52-C7	30EE111B		
500	49	0,185	0,2	f4-4		1,7	
50	48,5	0,07	0,2	52-14	30 EE 101A	0,4	7,98
50	48,5	0,07	0,2	52-33	30 EE 101B	0,08	
50	48,5	0,07	0,2	52-34	30 EE 201B	0,2	
50	48,5	0,07	0,2	52-35	70 EE 101A	0,7	
50	48,5	0,07	0,2	52-17	20 EE 101A	1,2	
5	48,5	0,185	0,2	52-B4	40 EE 1111B	0,8	
5	48,5	0,185	0,2	52-C4	40 EE 1111A	0,8	
5	48,5	0,185	0,2	52-A4	70 EE 1111A	0,7	
5	48,5	0,185	0,2	cb 88	02 EE 1111B	0,5	
500	48,5	0,145	0,2	cb93	100 EE 6011B	2,6	
500	47,5	0,145	0,2	cb 94	200 EE 0101B	0,8	11,6
50	47,5	0,07	0,2	52-16	10 EE 101A	3,8	
50	47,5	0,07	0,2	52-25	10 EE 101B	3,3	
50	47,5	0,07	0,2	52-27	10 EE 201A	1,2	
50	47,5	0,07	0,2	52-36	10 EE 201B	1	
50	47,5	0,07	0,2	52-19	10 EE 301A	1,2	
50	47,5	0,07	0,2	52-38	10 EE 301B	0,3	
Total							25,08

4.3 Hasil Simulasi Kestabilan Transien, Mekanisme *Load Shedding*

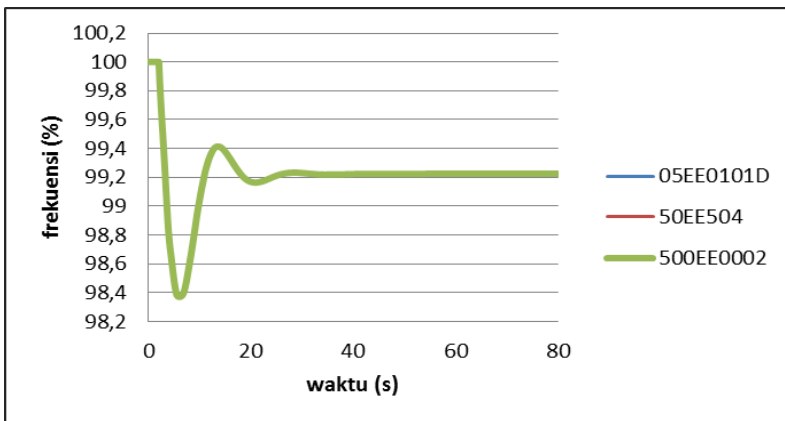
Pada sub ini akan dijelaskan mengenai hasil dari analisis kestabilan transien untuk tiap studi kasus gangguan yang telah ditentukan. Hasil yang akan dianalisis meliputi respon frekuensi dan tegangandari masing-masing bus yang telah ditentukan sebelumnya, dan juga sudut rotor generator yang terinterkoneksi ke sistem.

4.3.1. Simulasi Kestabilan Transien Generator *Outage*

Pada sub bab 4.3.1. akan dilakukan simulasi kestabilan transien untuk studi kasus generator *outage*.

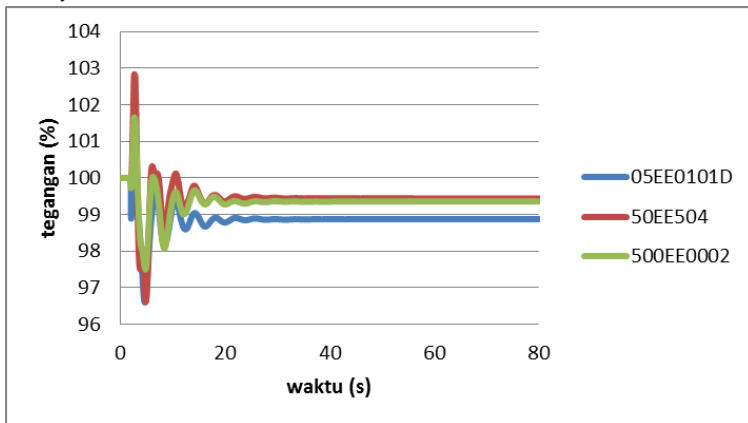
4.3.1.1 Studi Kasus 51G3 (8 MW AREA 50) & 510G301 (8 MW AREA 500) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05) trip (TS Case 6-B)

Pada studi kasus ini akan ditampilkan hasil dari simulasi dan analisis kestabilan transien saat *initial condition* generator 51G3 (8 MW AREA 50) & 51G201 (20 MW AREA 500) dalam kondisi off di awal. Lalu ditambah mensimulasikan saat Generator 051G101 (20 MW AREA 05) trip. Generator disimulasikan *outage* saat 2 detik setelah sistem bekerja dengan total waktu simulasi selama 80 detik.



Gambar 4.1 Respon Frekuensi Saat Generator 51G3(8 MW AREA 50) & 51G201 (20 MW AREA 500) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05) trip pada detik ke 2

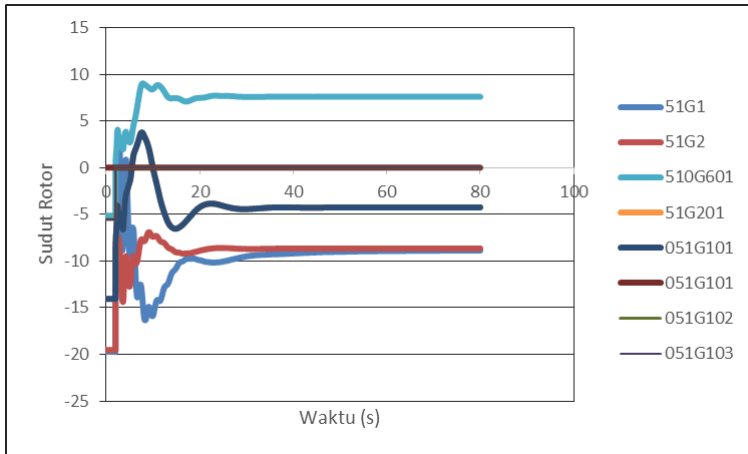
Gambar 4.1 dapat ditunjukkan bahwa sistem mengalami gangguan penurunan frekuensi di sistem ketika detik ke-2 saat terjadinya kasus *generator outage*. Sistem mengalami penurunan frekuensi terendah mencapai 98,37% pada detik ke 6,01 s. Berdasarkan standar PT.PERTAMINA RU IV CILACAP penurunan frekuensi yang terjadi pada studi kasus ini masih diperbolehkan. Sistem kembali *steady state* pada 99,22% . Dari nilai frekuensi minimal setelah terjadi gangguan,sistem tidak perlu menggunakan skema *Load Shedding* dan bisa terlihat bahwa frekuensi di sistem kembali normal dalam kondisi *steady state*.



Gambar 4.2 Respon Tegangan Saat Generator 51G3(8 MW AREA 50) & 51G201 (20 MW AREA 500) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05) trip pada detik ke 2

Dari gambar 4.2. dapat ditunjukkan bahwa tegangan pada masing-masing bus mengalami penurunan saat detik ke-2 saat terjadi kasus *generator outage*. Penurunan terjadi di seluruh bus utama pada level tegangan 13.8 kV seperti yang terlihat pada tabel 4.2. pada bus 05EE0101D mengalami penurunan terendah hingga 96,6 % dan kembali pada kondisi *steady state* di 98,87 %. Untuk bus 50EE504 mengalami penurunan hingga 96,62 % dan kembali pada kondisi *steady state* di 99,44 % sedangkan untuk bus 500EE0002 mengalami penurunan mencapai 97,50 % dan kembali pada posisi *steady state* di 99,35 %. Dari kasus tersebut semua tegangan sesaat mengalami penurunan namun bisa

kembali pada kondisi *steady state* dan nilai penurunan yang terjadi masih dalam batas aman kondisi range.



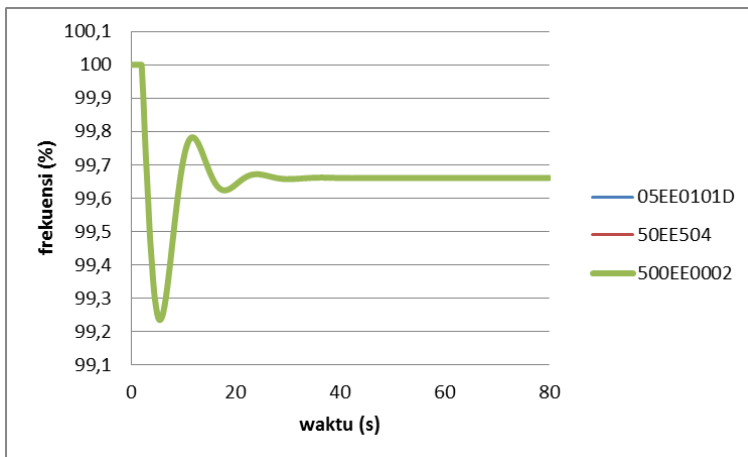
Gambar 4.3 Respon Sudut Rotor Saat Generator 51G3(8 MW AREA 50) & 51G201 (20 MW AREA 500) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05) trip pada detik ke 2

Pada gambar 4.3 dapat ditunjukkan bahwa menunjukkan respon sudut rotor relatif terhadap swing generator dari masing- masing generator yang sedang beroperasi ketika Generator 051G101 (20 MW AREA 05) trip pada detik ke 2. Terjadi perubahan sudut rotor pada setiap generator yang beroperasi. Nilai dari sudut rotor masing – masing mengalami kenaikan saat terjadi generator lepas. Nilai dari 51G1 meningkat yang awal bernilai $-19,72^{\circ}$ menjadi $-8,88^{\circ}$. Untuk generator 51G2 semula $-19,54^{\circ}$ menjadi $-8,65^{\circ}$. Pada generator 51G201 semula $-14,06^{\circ}$ menjadi $-4,25^{\circ}$. Generator 510G601 semula $-5,14^{\circ}$ menjadi $-7,6^{\circ}$. Pada Generator 051G102 dan 051G103 semula $-5,54^{\circ}$ menjadi 0° .

Berdasarkan hasil simulasi diatas dapat disimpulkan bahwa kondisi sistem masih dalam keadaan stabil dengan melihat respon frekuensi, tegangan dan sudut rotor yang masih berada dalam standar yang diperbolehkan

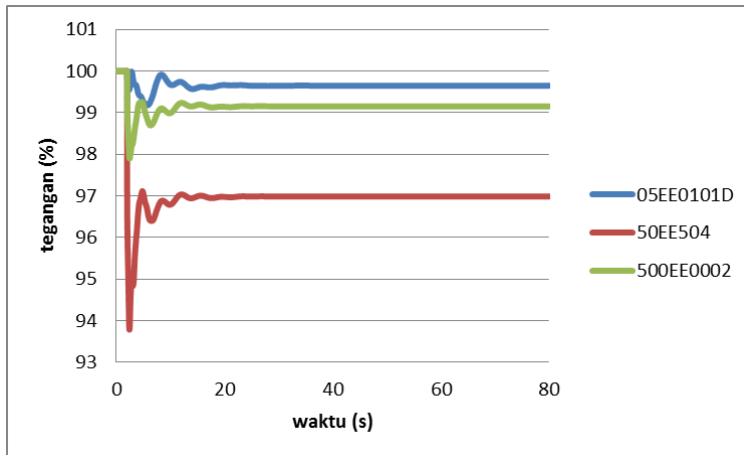
4.3.1.2 Studi 51G3 (8 MW AREA 50) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 51G1 (8 MW AREA 50) trip (TS CASE 8-A)

Pada studi kasus saat initial condition generator 51G3 (8 MW AREA 50) & 051G103 (20 MW AREA 05) dalam kondisi off di awal. Lalu ditambah mensimulasikan saat Generator 51G1 (8 MW AREA 50) trip. Generator disimulasikan outage saat 2 detik setelah sistem bekerja dengan total waktu simulasi selama 80 detik.



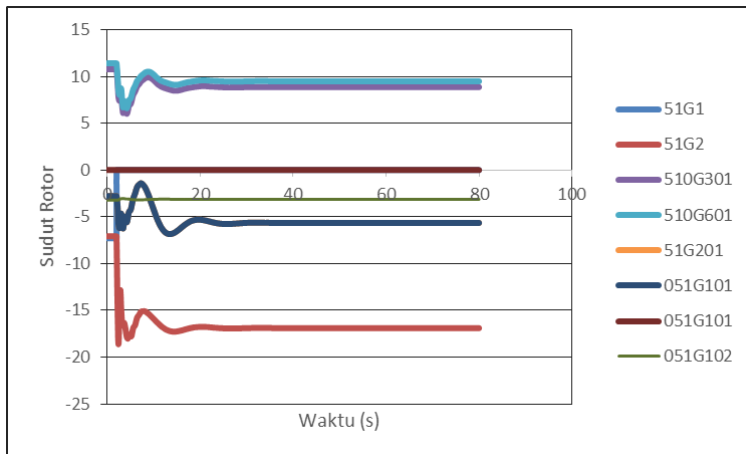
Gambar 4.4 Respon Frekuensi Saat generator 51G3 (8 MW AREA 50) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 51G1 (8 MW AREA 50) trip pada detik 2.

Berdasarkan gambar 4.4 dapat dianalisis dan dapat ditunjukkan bahwa sistem mengalami gangguan penurunan frekuensi di sistem ketika detik ke-2 saat terjadinya kasus generator outage. Sistem mengalami penurunan frekuensi terendah mencapai 99,23% pada detik ke 5,41 s. Berdasarkan standar PT.PERTAMINA RU IV CILACAP penurunan frekuensi yang terjadi pada studi kasus ini masih diperbolehkan. Sistem kembali steady state pada 99,66% . Dari nilai frekuensi minimal setelah terjadi gangguan, sistem tidak perlu menggunakan skema Load Shedding dan bisa terlihat bahwa frekuensi di sistem kembali normal dalam kondisi steady state



Gambar 4.5 Respon Tegangan Saat generator 51G3 (8 MW AREA 50) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 51G1 (8 MW AREA 50) trip pada detik 2.

Gambar 4.5 menunjukkan bahwa tegangan pada masing-masing bus mengalami penurunan pada detik ke 2. Penurunan tegangan terjadi karena beban pada sistem tidak tersuplai secara penuh. Bus 05EE0101D mengalami penurunan tegangan hingga 99,18 % dan kembali stabil pada 99,65%. Bus 50EE504 mengalami penurunan tegangan hingga 93,79 % dan kembali stabil pada 96,98%. Bus 500EE0002 mengalami penurunan tegangan hingga 97,91% dan kembali stabil pada 99,15 %. Berdasarkan data respon tegangan diatas semua bus mengalami penurunan ketika terjadi kasus lepasnya pembangkit namun respon tegangan kembali pada kondisi stabil serta penurunan masih dalam batas range aman. Kondisi dari semua bus masih berada dalam *range* yang diperbolehkan. Berdasarkan data di atas dapat disimpulkan bahwa respon frekuensi dan tegangan, kembali stabil dan memenuhi standar dari *abnormal frequency* menurut IEEE Std C37.106-2003.



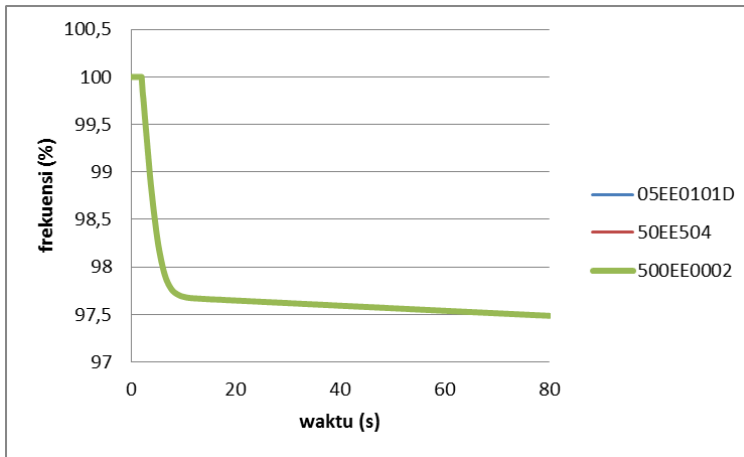
Gambar 4.6 Respon Sudut Rotor Saat generator 51G3 (8 MW AREA 50) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 51G1 (8 MW AREA 50) trip pada detik 2.

Gambar 4.6 menunjukkan respon sudut rotor relatif terhadap swing generator dari masing- masing generator yang sedang beroperasi ketika Generator 51G1 lepas dari sistem pada detik ke 2. Terjadi perubahan nilai sudut rotor dari masing-masing generator. Nilai sudut rotor generator 51G2 semula bernilai -7.09° mengalami penurunan setelah terjadinya lepasnya generator 51G1 hingga di nilai -18.62° lalu naik perlahan hingga kembali pada nilai stabil di -16.9° . Untuk Generator 510G301 mengalami penurunan di nilai 6.02° dan kembali pada posisi stabil di 8.87° . Pada geerator 510G601 mengalami penurunan di nilai 6.61° lalu naik di nilai stabil pada 9.49° . Pada generator 51G201 nilai sudut rotor setelah terjadi kasus generator 51G1 lepas menjadi turun di nilai -6.84° dan stabil pada nilai -5.65° . Sedangkan untuk generator 051G101 yang bertindak sebagai swing masih relatif di titik 0° . Generator 051G102 semula -3.22° perlahan naik dan stabil di -3.13° .

Berdasarkan hasil simulasi kasus saat generator 51G1 lepas dapat disimpulkan bahwa kondisi sistem masih dalam keadaan stabil dengan melihat respon frekuensi, tegangan dan sudut rotor yang masih berada dalam standar yang diperbolehkan.

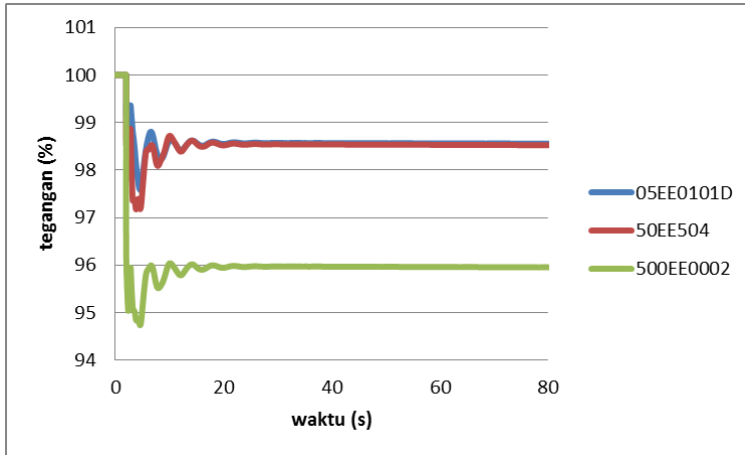
4.3.1.3 Studi Kasus 510G301 (8 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 51G201 (20 MW AREA 500)) trip (TS CASE 9-D)

Pada studi kasus saat initial condition generator 510G301 (8 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) dalam kondisi off di awal. Lalu ditambah mensimulasikan saat Generator Generator 51G201 (20 MW AREA 500) trip. Generator disimulasikan outage saat 2 detik setelah sistem bekerja dengan total waktu simulasi selama 80.



Gambar 4.7 Respon Frekuensi Saat Generator 510G301 (8 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 51G201 (20 MW AREA 500) trip

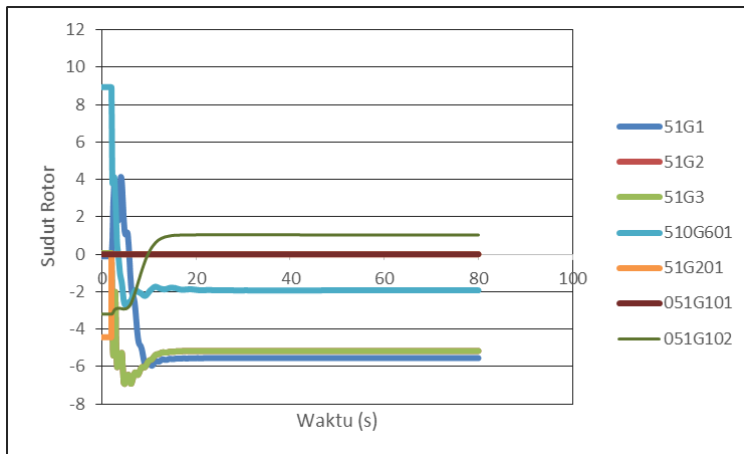
Gambar 4.6 dapat ditunjukkan bahwa sistem mengalami gangguan *generator outage* ketika detik ke-2 dengan lama simulasi 80 detik sehingga sistem mengalami penurunan frekuensi terendah mencapai 97,48%. Penurunan frekuensi terjadi karena suplai daya yang hilang dari generator 51G201 sebesar 12 MW. Karena frekuensi di sistem menyentuh pada frekuensi di bawah 98 % maka skema Load Shedding akan berjalan untuk mengembalikan sistem.



Gambar 4.8 Respon Tegangan Saat Generator 510G301 (8 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 51G201 (20 MW AREA 500) trip

Dari gambar 4.7 dapat ditunjukkan bahwa tegangan pada masing-masing bus mengalami penurunan saat detik ke-2. Namun bisa kembali pada nilai yang stabil dan aman. Dari data diatas dapat terlihat pada bus 05EE0101D mengalami penurunan pada nilai 97,58 % dan bisa kembali pada nilai steady state di 98,55 %. Untuk bus 50EE504 mengalami penurunan nilai tegangan di nilai 97,15 % lalu dapat kembali pada kondisi stabil di 98,52 % sedangkan pada bus 500EE0002 mengalami penurunan minimal di titik 94,73 % lalu kembali pada kondisi stabil dan steady state di nilai 95,595%. Kondisi dari semua bus masih berada dalam *range* yang diperbolehkan dan aman.

Berdasarkan data di atas dapat disimpulkan bahwa respon tegangan, kembali stabil namun belum memenuhi standar dari *abnormal frequency*. Dengan respon frekuensi seperti ini maka sistem belum memenuhi standar frekuensi *abnormal* sehingga perlu dilakukan *load shedding* untuk memperbaiki respon sistem.



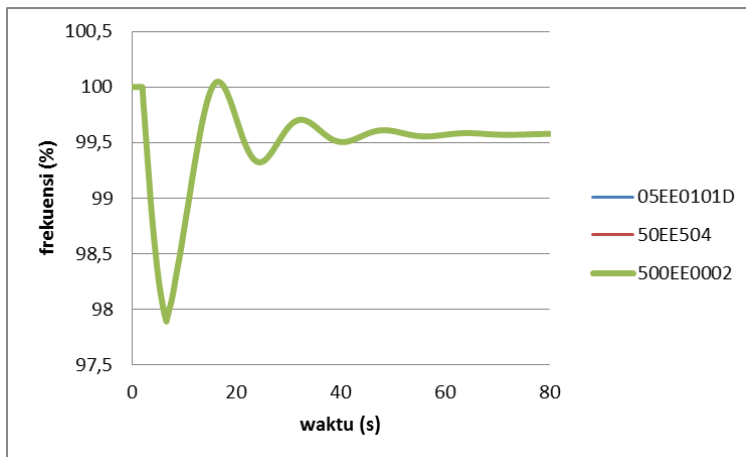
Gambar 4.9 Respon Sudut Rotor Saat Generator 51G301 (8 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 51G201 (20 MW AREA 500) trip

Gambar 4.9 menunjukkan respon sudut rotor relatif terhadap swing generator dari masing- masing generator yang sedang beroperasi ketika Generator 51G201 Trip pada detik ke 2. Terjadi perubahan nilai sudut rotor pada setiap generator. Pada generator 51G1 sesaat mengalami penurunan nilai dari sudut rotor di titik -5.96 akan tetapi kembali pada kondisi stabil pada nilai -5.55. Generator 51G2 sesaat mengalami penurunan pada nilai dari sudut rotor di titik -6.93 akan tetapi kembali pada kondisi stabil pada nilai -5.17.

Untuk generator 51G601 sesaat mengalami penurunan nilai dari sudut rotor di titik -2.72 akan tetapi kembali pada kondisi stabil pada nilai -1.93. Pada generator 51G201 sesaat mengalami penurunan nilai dari sudut rotor di titik -4.44 akan tetapi kembali pada kondisi stabil pada nilai 0. Pada generator 051G101 tetap pada kondisi stabil pada nilai 0 karena generator tersebut merupakan swing generator. Pada generator 051G102 sesaat mengalami penurunan nilai dari sudut rotor di titik -3.2 akan tetapi kembali pada kondisi stabil pada nilai -1.03. Dari hasil respon sudut rotor masih aman dalam range dan bisa dalam kondisi stabil namun karena respon frekuensi tidak memenuhi standart maka diperlukan mekanisme pelepasan beban di sistem.

4.3.1.4 Studi Kasus 510G301 (8 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 51G201 (20 MW AREA 500)) trip dengan Load Shedding Tahap 1 (TS CASE 9-D)

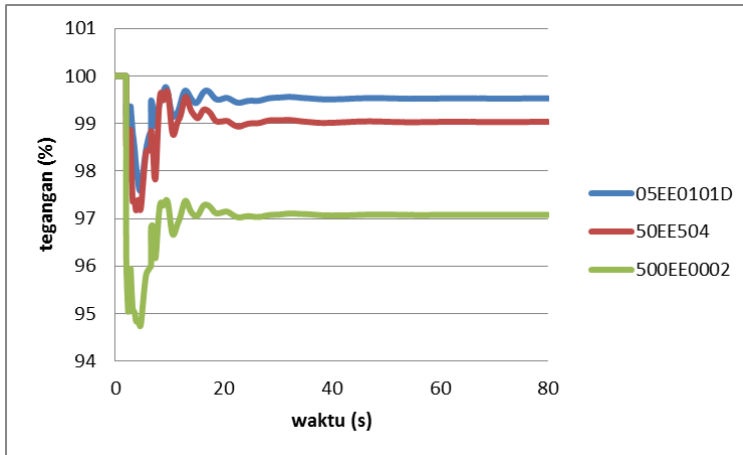
Pada sub bab 4.3.1.4 akan ditunjukkan hasil dari simulasi kestabilan transien saat Studi 510G301 (8 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 51G201 (20 MW AREA 500)) outage saat 2 detik setelah sistem bekerja dilanjutkan dengan mekanisme *load shedding*. Standar *load shedding* yang digunakan pada tugas akhir ini adalah *load shedding* tiga langkah berdasar standar sesuai dengan mekanisme di PT PERTAMINA RU IV Cilacap. Load Shedding tahap 1 dilakukan pada saat waktu 6,21 s + (Delay masing-masing area + 0,2 s (time sensing relay)). Waktu 6,21 s diambil dari waktu penurunan dari frekuensi minimal.



Gambar 4.10 Respon frekuensi Studi Kasus 510G301 (8 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 51G201 (20 MW AREA 500)) trip dengan Load Shedding Tahap 1

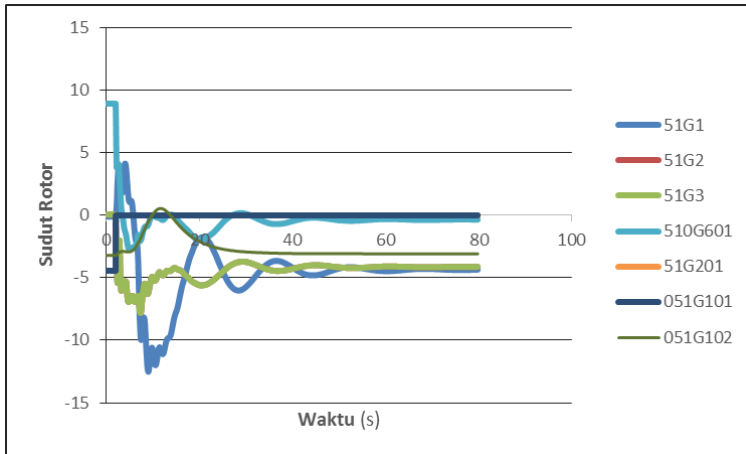
Berdasarkan gambar 4.10 dapat dianalisis bahwa frekuensi bus utama di level tegangan mengalami penurunan, akan tetapi sistem masih dapat mempertahankan kestabilan pada sisi frekuensi setelah dilakukannya mekanisme pelepasan beban pada tahap 1. Nilai minimal terendah dari gambar 4.10 adalah 97,89 % dan mencapai kondisi stabil dan steady state pada nilai 99,57 %. Berdasarkan standar PT

PERTAMINA RU IV Cilacap penurunan frekuensi yang terjadi pada kasus ini masih diperkenankan



Gambar 4.11 Respon Tegangan Studi Kasus 510G301 (8 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 51G201 (20 MW AREA 500)) trip dengan Load Shedding Tahap 1

Berdasarkan data tegangan pada gambar 4.11 setelah *load shedding* tahap 1, respon tegangan bus 05EE0101D pada detik ke 2 sesaat mengalami penurunan minimal pada nilai 97,58 % dan kembali stabil pada nilai 99,52 %. Pada bus area 50 yang dilihat pada bus 50EE504 mengalami penurunan minimal pada nilai 97,17 % dan kembali stabil pada nilai 99,03 %. Untuk bus area 500 yang dilihat pada bus 500EE0002 mengalami penurunan di nilai 94,73 % dan mencapai kondisi stabil dan steady state pada nilai 97,08 %. Kondisi dari semua bus masih berada dalam *range* yang diperbolehkan dilihat dari nilai minimal dan kondisi ketika kembali pada nilai yang stabil dan *steady state*.



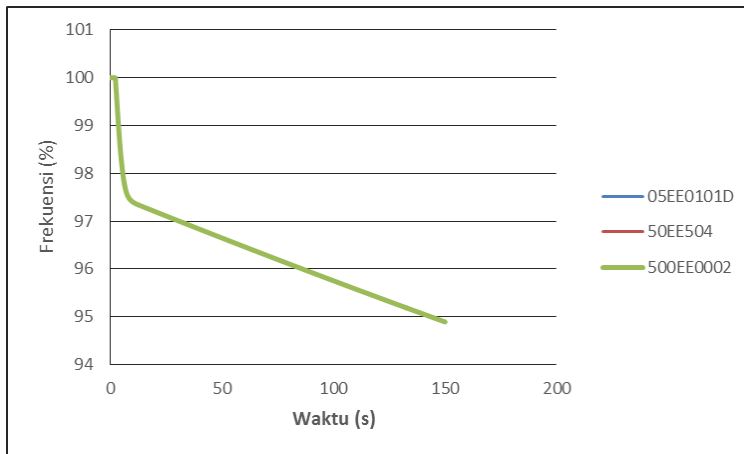
Gambar 4.12 Respon Tegangan Studi Kasus 510G301 (8 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 51G201 (20 MW AREA 500)) trip dengan Load Shedding Tahap 1

Gambar 4.12 menunjukkan respon sudut rotor relatif terhadap swing generator dari masing- masing generator yang sedang beroperasi ketika 510G301 (8 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 51G201 (20 MW AREA 500)) trip dengan Load Shedding Tahap 1. Terjadi osilasi dari masing-masing generator. Generator 51G1 mengalami perubahan sudut hingga -12.57° dan kembali stabil pada -4.35° . Generator 510G601 mengalami perubahan sudut hingga -2.72° dan kembali stabil pada -0.35° . Generator Generator 51G2 mengalami perubahan sudut hingga -7.81° dan kembali stabil pada -4.13° . Generator 051G102 mengalami perubahan sudut hingga -3.2° dan kembali stabil pada -3.08° .

Berdasarkan hasil simulasi kasus Studi Kasus 510G301 (8 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 51G201 (20 MW AREA 500)) trip dengan Load Shedding Tahap 1 dapat disimpulkan bahwa kondisi sistem masih dalam keadaan stabil dengan melihat respon frekuensi, tegangan dan sudut rotor yang masih berada dalam standar yang diperbolehkan.

4.3.1.5 Studi kasus 51G201 (20 MW AREA 500) & 51G301 (8 MW AREA 500) OFF + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting (TS CASE 15-C)

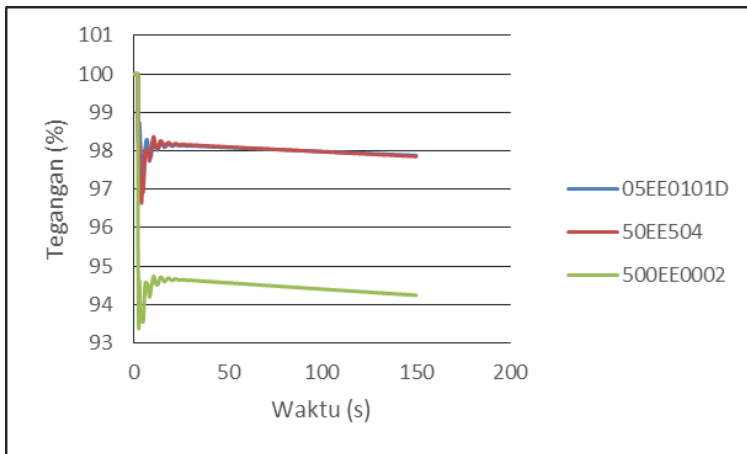
Pada studi kasus ini akan ditampilkan hasil simulasi dan analisis kestabilan transien saat Studi kasus Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 51G301 (8 MW AREA 500) OFF + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting (TS CASE 15-C). Pada kasus ini disimulasikan beban masuk pada $t = 2,2$ detik dengan total waktu simulasi 150 detik.



Gambar 4.13 Respon Frekuensi Saat Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 51G301 (8 MW AREA 500) OFF + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting (TS CASE 15-C)

Gambar 4.13 dapat ditunjukkan dengan mensimulasikan Saat Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 51G301 (8 MW AREA 500) OFF + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting (TS CASE 15-C). Hal ini bertujuan untuk mengetahui keadaan sistem jika suatu saat beban 'A & B' yang kondisi NO (*Normally Open*) terhadap eksisting seperti yang ditunjukkan pada tabel 3.5 ketika tiba-tiba grid pln dalam kondisi yang memungkinkan beban tersebut harus tetap suplai. Oleh karena itu beban yang semula 'A & B' pada detik 2 NO (*Normally Open*) pada sumber PLN dan NC (*Normally Close*) pada sistem eksisting pada detik 2,2. Dari gambar 4.13 terjadi penurunan frekuensi di sistem

saat terjadinya beban 'A & B' PLN yang masuk dengan initial condition Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 510G301 (8 MW AREA 500) OFF. Penurunan frekuensi dibawah 98 % terjadi pada detik 5,61 yaitu 97,96 %. Oleh karena itu diperlukan skema pelepasan beban sesuai dengan tahapan perusahaan PT PERTAMINA RU IV Cilacap dalam tujuan untuk mengembalikan frekuensi di sistem agar kembali stabil dan aman sesuai dengan standart yang berlaku.



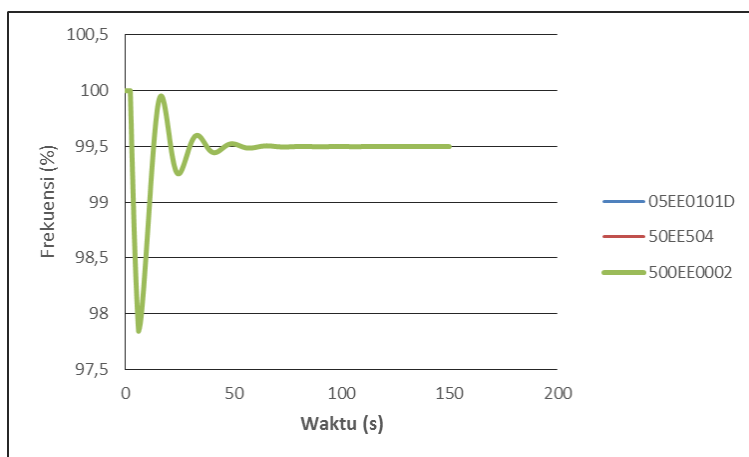
Gambar 4.14 Respon Tegangan Saat Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 510G301 (8 MW AREA 500) OFF + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting (TS CASE 15-C)

Dari gambar 4.14 dapat ditunjukkan bahwa tegangan pada masing-masing bus mengalami penurunan saat detik ke-2,2 dan terus mengalami penurunan. Pada bus 05EE0101D mengalami penurunan minimal di 97,19 %, Pada bus 50EE504 mengalami penurunan di nilai 96,63 %. Untuk bus 500EE0002 penurunan nilai tegangan bus di titik 93,36 %.

sistem belum memenuhi standar frekuensi dari standart yang sesuai dari PT. PERTAMINA RU IV Cilacap. Oleh karena itu skema pelepasan beban tahap 1 akan berjalan karena sistem merespon terjadinya penurunan frekuensi.

4.3.1.6 Studi kasus 51G201 (20 MW AREA 500) & 510G301 (8 MW AREA 500) OFF + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting dengan Load Shedding Tahap 1 (TS CASE 15-C)

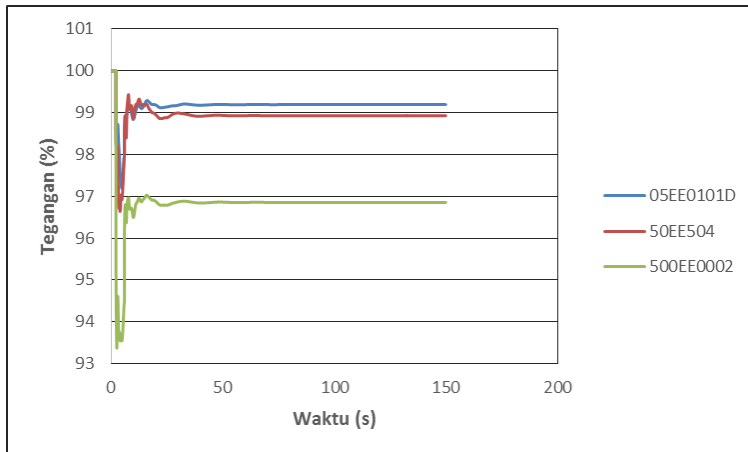
Pada sub bab 4.3.1.6 akan ditunjukkan hasil dari simulasi kestabilan transien saat Studi kasus 51G201 (20 MW AREA 500) & 510G301 (8 MW AREA 500) OFF + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting saat 2,2 detik setelah sistem bekerja dilanjutkan dengan mekanisme *load shedding*. Standar *load shedding* yang digunakan pada tugas akhir ini adalah load shedding tiga langkah berdasar standar sesuai dengan mekanisme di PT PERTAMINA RU IV Cilacap. Load Shedding tahap 1 dilakukan pada saat waktu 5,61 s + (Delay masing-masing area + 0,2 s (time sensing relay)). Waktu 5,61 s diambil dari waktu penurunan dari frekuensi minimal



Gambar 4.15 Respon Frekuensi Saat Studi kasus 51G201 (20 MW AREA 500) & 510G301 (8 MW AREA 500) OFF + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting dengan *Load Shedding* Tahap 1

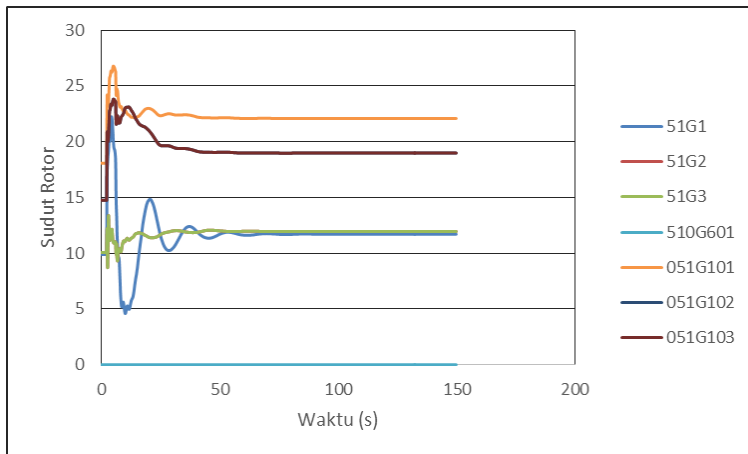
Analisis mengenai gambar 4.15 yaitu pelepasan beban tahap pertama dilakukan saat frekuensi mencapai nilai dibawah frekuensi 98 % yaitu 97,96 % pada detik 5,61. Oleh karena itu skema pelepasan tahap 1 aktif pada 5,995 (5,61 detik +0,185 +0,2). Setelah dilakukan pelepasan

tahap 1 respon frekuensi kembali pada kondisi stabil dan steady state di nilai 99,5 %.



Gambar 4.16 Respon Tegangan Saat Studi kasus 51G201 (20 MW AREA 500) & 51G301 (8 MW AREA 500) OFF + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting dengan Load Shedding Tahap 1

Berdasarkan data tegangan pada gambar 4.16 setelah load shedding tahap 1, respon tegangan bus 05EE0101D pada detik ke 2 sesaat mengalami penurunan minimal pada nilai 97,19 % dan kembali stabil pada nilai 99,19 %. Pada bus area 50 yang dilihat pada bus 50EE504 mengalami penurunan minimal pada nilai 96,63 % dan kembali stabil pada nilai 98,92 %. Untuk bus area 500 yang dilihat pada bus 500EE0002 mengalami penurunan di nilai 93,36 % dan mencapai kondisi stabil dan steady state pada nilai 96,85 %. Kondisi dari semua bus masih berada dalam range yang diperbolehkan dilihat dari nilai minimal dan kondisi ketika kembali pada nilai yang stabil dan *steady state*.



Gambar 4.17 Respon Sudut Rotor Saat Studi kasus 51G201 (20 MW AREA 500) & 510G301 (8 MW AREA 500) OFF + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting dengan Load Shedding Tahap 1

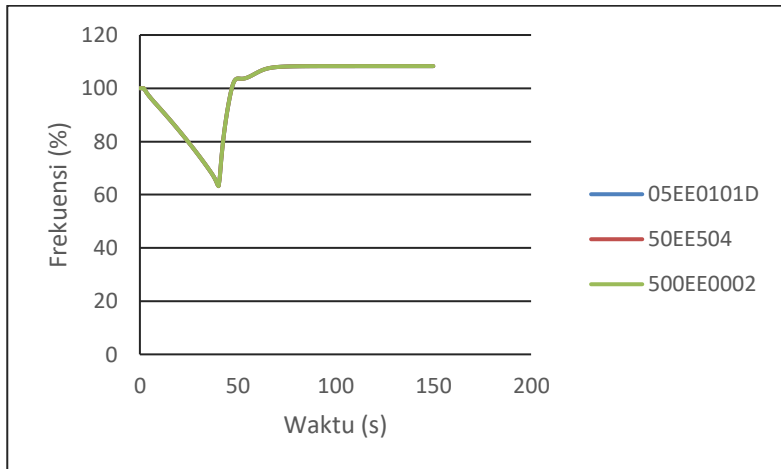
Gambar 4.17 menunjukan respon sudut rotor relatif terhadap swing generator dari masing- masing generator yang sedang beroperasi ketika 51G201 (20 MW AREA 500) & 510G301 (8 MW AREA 500) OFF + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting *dengan Load Shedding* Tahap 1. Terjadi osilasi dari masing-masing generator. Generator 51G1 mengalami perubahan sudut hingga 4,59° dan kembali stabil pada 11,7°. Generator 51G2 mengalami perubahan sudut dari 8,7° dan kembali stabil pada 11,95°. Generator 51G3 mengalami perubahan sudut hingga 18,07° dan kembali stabil pada 22,08°. Generator 051G101 mengalami perubahan sudut hingga 14,74° dan kembali stabil pada 18,98°.

Berdasarkan hasil simulasi kasus Studi Kasus 51G201 (20 MW AREA 500) & 510G301 (8 MW AREA 500) OFF + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting *dengan Load Shedding* Tahap 1 dapat disimpulkan bahwa kondisi sistem masih dalam keadaan stabil dengan

melihat respon frekuensi, tegangan dan sudut rotor yang masih berada dalam standar yang diperbolehkan.

4.3.1.7 Studi kasus Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05)) trip (TS CASE 10-B)

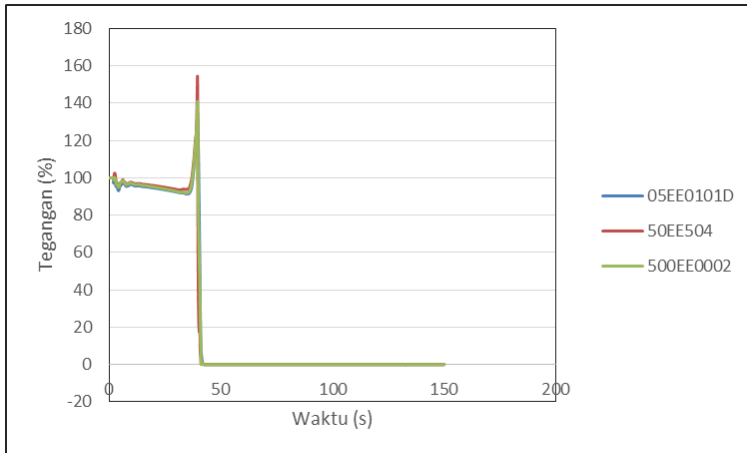
Pada studi kasus ini akan ditampilkan hasil simulasi dan analisis kestabilan transien Studi kasus Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05)) trip. Pada kasus ini disimulasikan gangguan terjadi pada $t = 2$ detik dengan total waktu simulasi 150 detik untuk melihat respon frekuensi dan tegangan di sistem.



Gambar 4.18 Respon Frekuensi Saat Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05)) trip

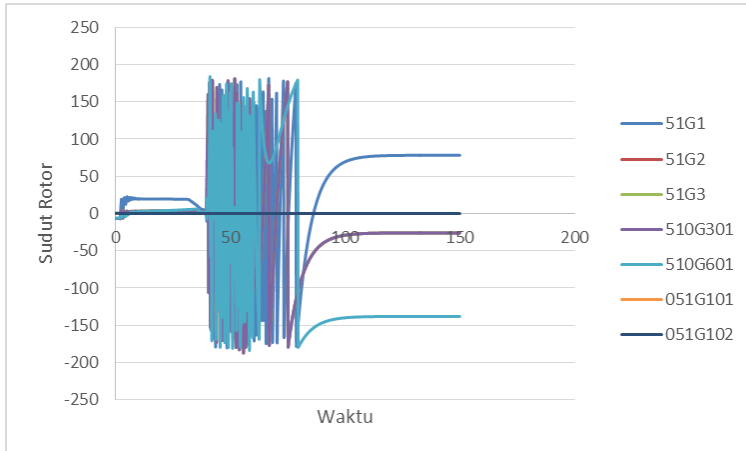
Gambar 4.18 dapat ditunjukkan bahwa sistem mengalami gangguan *generator outage* saat detik ke-2 dengan durasi simulasi 150 detik sehingga sistem mengalami penurunan frekuensi terendah mencapai 63,8 % . Penurunan frekuensi terjadi karena suplai daya yang hilang dari generator sebesar 15,7 MW. Penurunan frekuensi tersebut tidak dalam standard frekuensi minimum dari PT PERTAMINA RU IV

Cilacap. Oleh karena itu dalam upaya untuk mengembalikan frekuensi sistem pada nilai yang ditentukan dalam standart dilakukan mekanisme pelepasan beban.



Gambar 4.19 Respon Tegangan Saat Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05)) trip

Dari gambar 4.19 dapat ditunjukkan bahwa tegangan pada masing masing bus juga mengalami penurunan. Disimulasikan dengan detik 150 untuk melihat respon sistem. Dari gambar diatas seluruh bus nilai teganganya menjadi 0 ketika terdapat kasus Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05)) trip. Dengan initial condition terdapat 2x20 MW generator off ditambah dengan 1x20 MW off akan menyebabkan sistem kehilangan kestabilan hal itu dibuktikan pda gambar 4.18 dan 4.19. Dari gambar respon tegangan sistem menjadi *blackout* ketika sistem tidak mampu mengatasi gangguan tersebut. Dimana dalam upaya mengembalikan kestabilan sistem tersebut mekanisme pelepasan beban sesuai standart dari PT. PERTAMINA RU IV Cilacap akan berjalan.



Gambar 4.20 Respon Sudut Rotor Saat Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05)) trip

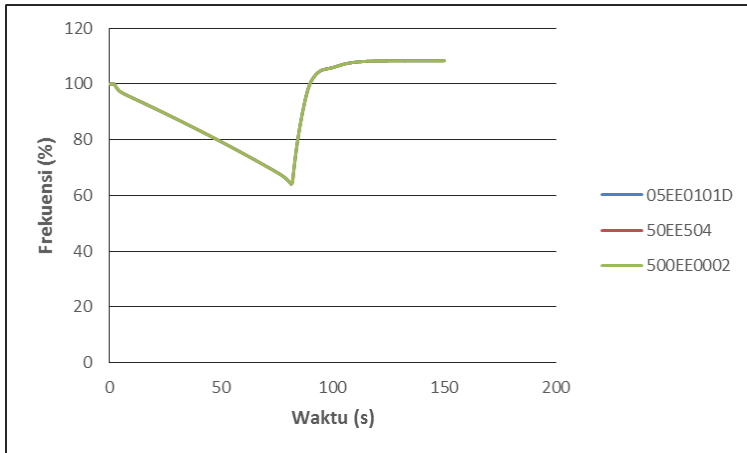
Gambar 4.20 menunjukkan respon sudut rotor setiap generator pada kasus tersebut mengalami osilasi. Perubahan sudut rotor melibihi 90° dan tidak pernah mencapai kondisi yang stabil dan steady state. Respon sudut rotor pada kasus ini tidak diperbolehkan, sehingga perlu dilakukan mekanisme load shedding.

Berdasarkan hasil simulasi kasus Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05)) trip dapat disimpulkan bahwa kondisi sistem tidak dapat mempertahankan kestabilannya dengan melihat respon frekuensi, tegangan dan sudut rotor, sehingga perlu dilakukan mekanisme load shedding agar sistem kembali stabil.

4.3.1.8 Studi kasus Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05)) trip dengan Load Shedding tahap 1 (TS CASE 10-B)

Pada studi kasus ini akan ditampilkan hasil simulasi dan analisis kestabilan transien saat Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05)) trip diikuti dengan mekanisme load shedding tahap 1. Pada

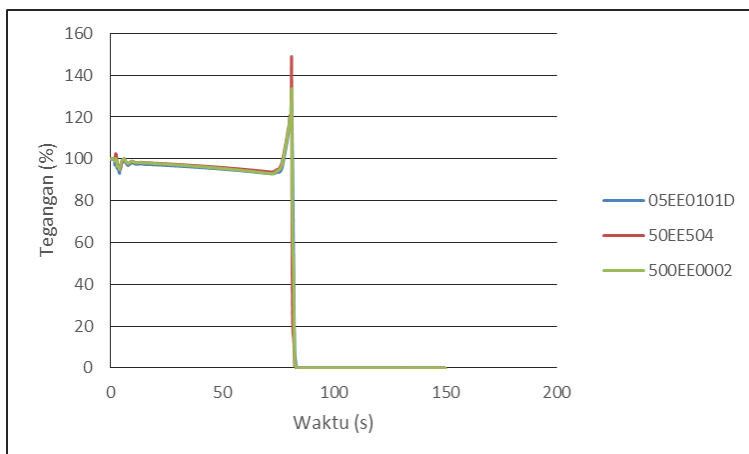
kasus ini disimulasikan gangguan terjadi pada $t = 2$ detik dengan total waktu simulasi 150 detik. Pada detik ke 4,195 setelah terjadi gangguan, dilakukan simulasi pelepasan beban tahap 1 sesuai dengan standart mekanisme pelepasan beban PT.PERTAMINA RU IV Cilacap



Gambar 4.21 Respon Frekuensi Saat Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05)) trip dengan pelepasan beban tahap 1

Gambar 4.21 dapat ditunjukkan bahwa sistem tetap mengalami penurunan frekuensi meskipun sudah dilakukan mekanisme pelepasan tahap 1. Berdasarkan penurunan frekuensi pada gambar 4.21 yaitu 64 %,. Penurunan frekuensi terjadi karena suplai daya yang hilang dari generator sebesar 15,7 MW. Penurunan frekuensi tersebut tidak dalam standart frekuensi minimum dari PT PERTAMINA RU IV Cilacap. Oleh karena itu dalam upaya untuk mengembalikan frekuensi sistem pada nilai yang ditentukan dalam standart dilakukan mekanisme pelepasan beban.

maka perlu dilakukan mekanisme pelepasan beban tahap kedua untuk mencegah sistem mengalami mati total akibat lepasnya generator 051G101 pada detik ke 2

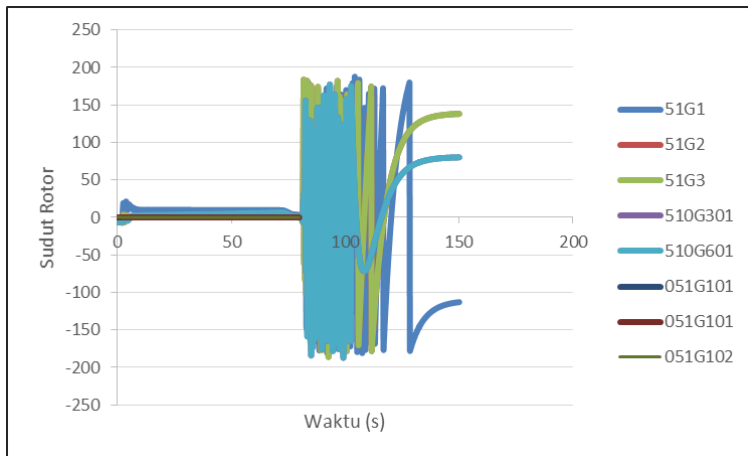


Gambar 4.22 Respon Tegangan Saat Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05)) trip dengan pelepasan tahap 1

Dari gambar 4.22 dapat ditunjukkan bahwa tegangan pada masing masing bus juga mengalami penurunan. Disimulasikan dengan detik 150 untuk melihat respon sistem. Dari gambar diatas seluruh bus nilai teganganya menjadi 0 ketika terdapat kasus Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05)) trip. Dengan initial condition terdapat 2x20 MW generator off ditambah dengan 1x20 MW off akan menyebabkan sistem kehilangan kestabilan hal itu dibuktikan pda gambar 4.21 dan 4.22. Dari gambar respon tegangan sistem menjadi blackout ketika sistem tidak mampu mengatasi gangguan tersebut.

Dimana dalam upaya mengembalikan kestabilan sistem tersebut mekanisme pelepasan beban sesuai standart dari PT. PERTAMINA RU IV Cilacap akan berjalan.. Kesimpulan, bahwa harus dilakukan mekanisme *load shedding* 2 untuk memperbaiki respon frekuensi.. *Load shedding* 2 dilakukan saat frekuensi mencapai 97% dari frekuensi nominal atau sekitar 48,5 Hz setelah *load shedding* 1.

Load shedding 2 ini juga memerlukan delay (0,2 s + delay masing-masing area seperti pada tabel mekanisme *load shedding* 1. Seperti yang tertera pada tabel 4.2



Gambar 4.23 Respon Sudut Rotor Saat Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05)) trip dengan pelepasan beban tahap 1

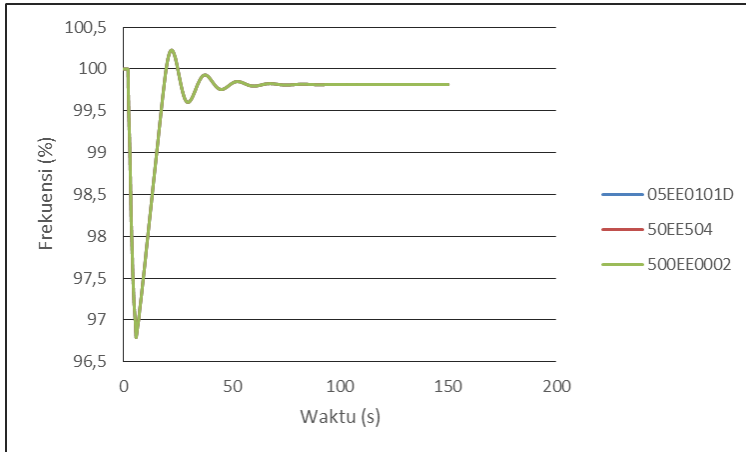
Gambar 4.23 menunjukkan respon sudut rotor setiap generator pada kasus tersebut mengalami osilasi. Perubahan sudut rotor melibihi 90° dan tidak pernah mencapai kondisi yang stabil dan steady state. Respon sudut rotor pada kasus ini tidak diperbolehkan, sehingga perlu dilakukan mekanisme load shedding.

Berdasarkan hasil simulasi kasus Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05)) trip dapat disimpulkan bahwa kondisi sistem tidak dapat mempertahankan kestabilannya dengan melihat respon frekuensi, tegangan dan sudut rotor, sehingga perlu dilakukan mekanisme *load shedding tahap 2* agar sistem kembali stabil.

4.3.1.9 Studi kasus Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05)) trip dengan Load Shedding tahap 2 (TS CASE 10-B)

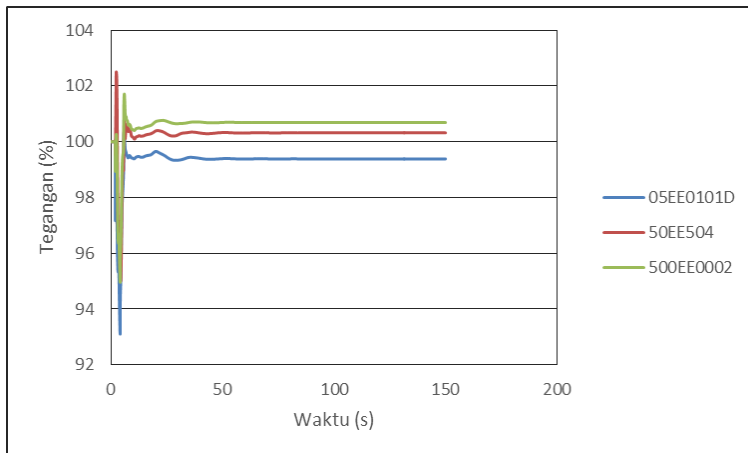
Pada studi kasus ini akan ditampilkan hasil simulasi dan analisis kestabilan transien saat Generator 51G201 (20 MW AREA 500

) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05)) trip diikuti dengan mekanisme load shedding tahap 2



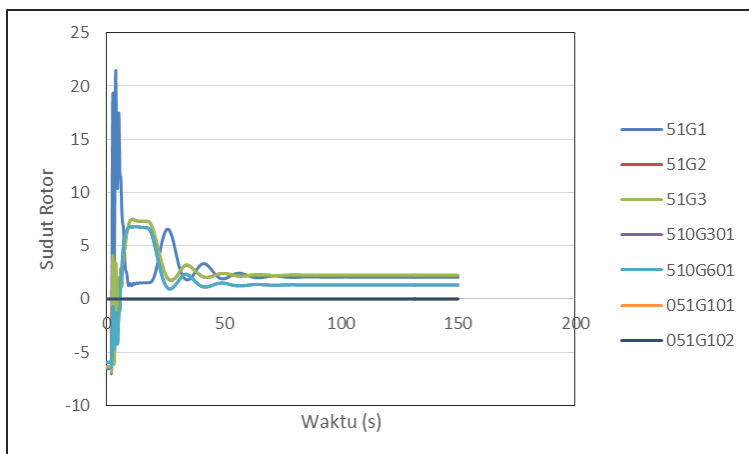
Gambar 4.24 Respon Frekuensi Saat Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05)) trip dengan pelepasan beban tahap 2

Gambar 4.24 menunjukkan bahwa frekuensi pada masing-masing bus mengalami penurunan tetapi sistem masih dapat mempertahankan kestabilannya. Penurunan frekuensi terendah mencapai 96.79% pada detik ke 5,77. Sistem kembali *steady state* pada 99.81% dari frekuensi normal. Berdasarkan standar penurunan frekuensi yang terjadi pada studi kasus ini masih diperbolehkan. Waktu untuk melakukan mekanisme pelepasan beban tahap 2 yaitu saat penurunan pada frekuensi dibawah 97 % + delay masing-masing area +0,2 yaitu pada LS 2 pada area 50 yaitu pada detik 5,68. Untuk area 500 yaitu pada detik 5,755 sedangkan untuk area 05 yaitu pada detik 5,795. Setelah dilakukannya mekanisme pelepasan tahap 2 frekuensi di sistem kembali stabil dan steady di nilai 99,81 %.



Gambar 4.25 Respon Tegangan Saat Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05)) trip dengan pelepasan beban tahap 2

Berdasarkan data tegangan setelah *load shedding* tahap2 respon tegangan setiap bus sesaat mengalami penurunan namun bisa kembali pada posisi yang stabil dan steady state. Pada bus 05EE0101D nilai tegangan minimal pada yaitu 93,12 % dan kembali pada posisi steady di 99,38 %. Untuk bus 50EE504 nilai tegangan minimal pada 95 % dan kembali pada posisi steady di 100,32 % sedangkan bus area 500EE0002 tegangan minimal yaitu di 94,97 % dan kembali pada posisi steady di 100,69 %. respon tegangan dari sistem masih diizinkan karena berada dalam range -10% dan +5% dan Kondisi dari semua bus masih berada dalam *range* yang diperbolehkan.



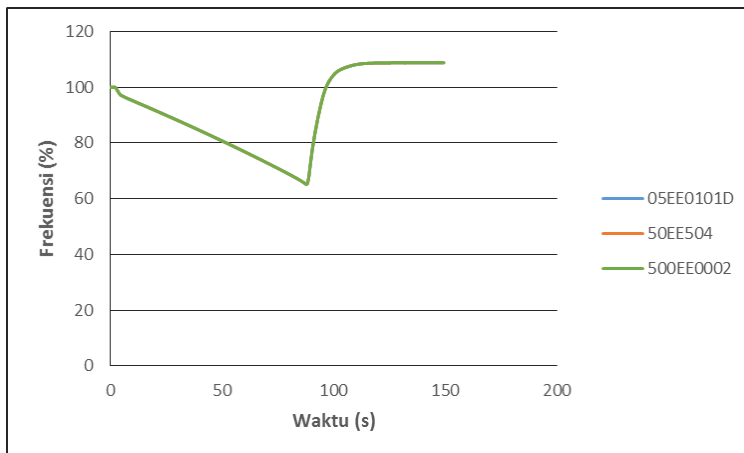
Gambar 4.26 Respon sudut rotor Saat Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05)) trip dengan pelepasan beban tahap 2

Gambar 4.26 menunjukkan respon sudut rotor relatif terhadap swing generator dari masing- masing generator yang sedang beroperasi. Terjadi osilasi dari masing-masing generator namun bisa kembali pada posisi yang steady. Generator 51G1 mengalami perubahan sudut hingga -6.99° dan kembali stabil pada 2.03° . Generator 510G301 mengalami perubahan sudut hingga -6.4° dan kembali stabil pada 1.31° . Generator 51G2 mengalami perubahan sudut hingga -6.82° dan kembali stabil pada 2.23° . Generator 051G102 tetap pada nilai 0°

Berdasarkan hasil simulasi kasus Saat Generator 51G201 (20 MW AREA 500) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 051G101 (20 MW AREA 05)) trip dengan mekanisme *load shedding* tahap 2 dapat disimpulkan bahwa kondisi sistem dapat kembali stabil dengan melihat respon frekuensi, tegangan dan sudut rotor yang masih berada dalam standar yang diperbolehkan.

4.3.1.9 Studi kasus Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW trip) + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting (TS CASE 17-A)

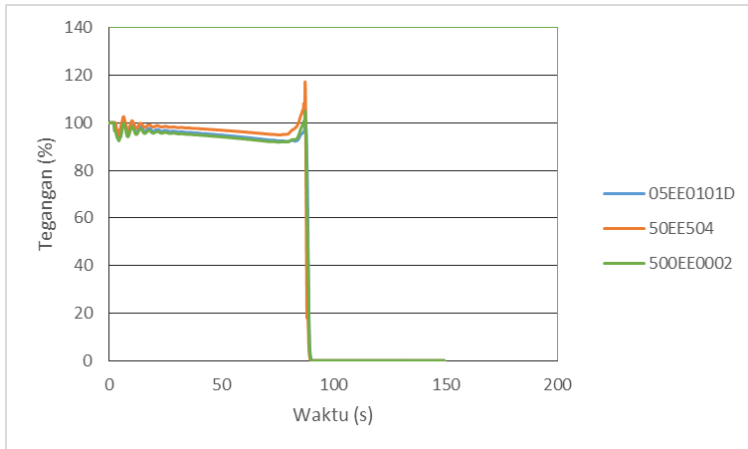
Pada studi kasus ini akan ditampilkan hasil simulasi dan analisis kestabilan transien saat Studi kasus Generator Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting (TS CASE 17-A) Pada kasus ini disimulasikan beban masuk pada $t = 2,2$ detik dan terjadi kasus generator *outage* pada detik ke 2, dengan total waktu simulasi 150 detik.



Gambar 4.27 Respon frekuensi Saat Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) trip + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting (TS CASE 17-A)

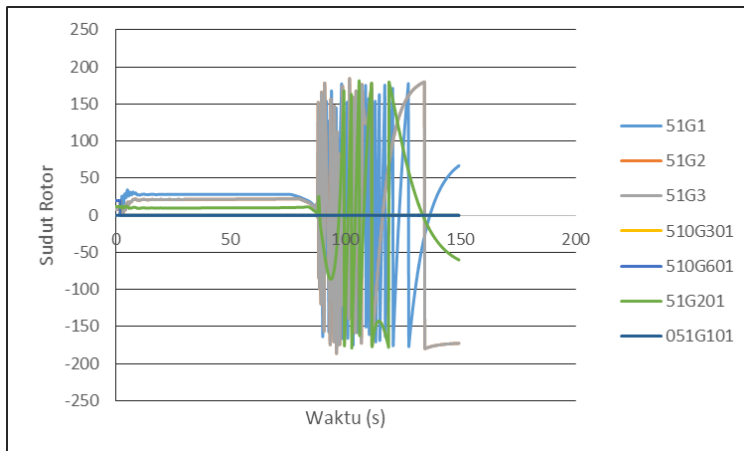
Gambar 4.27 dapat ditunjukkan bahwa sistem mengalami gangguan *generator outage* saat detik ke-2 dan beban PLN 'A dan B' yang NO (*Normally Open*) terhadap sistem eksisting masuk. Simulasi dengan durasi 150 detik sehingga sistem mengalami penurunan frekuensi terendah mencapai 65 %. Penurunan frekuensi tersebut tidak dalam standar frekuensi minimum dari PT PERTAMINA RU IV Cilacap. Oleh karena itu dalam upaya untuk mengembalikan frekuensi

sistem pada nilai yang ditentukan dalam standart dilakukan mekanisme pelepasan beban.



Gambar 4.28 Respon Tegangan Saat Generator Saat Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) trip + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting (TS CASE 17-A)

Dari gambar 4.28 dapat ditunjukkan bahwa tegangan pada masing masing bus juga mengalami penurunan. Disimulasikan dengan detik 150 untuk melihat respon sistem. Dari gambar respon tegangan sistem menjadi *blackout* karena nilai tegangan semua bus menuju titik 0 ketika sistem tidak mampu mengatasi gangguan tersebut. Dimana dalam upaya mengembalikan kestabilan sistem tersebut mekanisme pelepasan beban sesuai standart dari PT. PERTAMINA RU IV Cilacap akan berjalan.

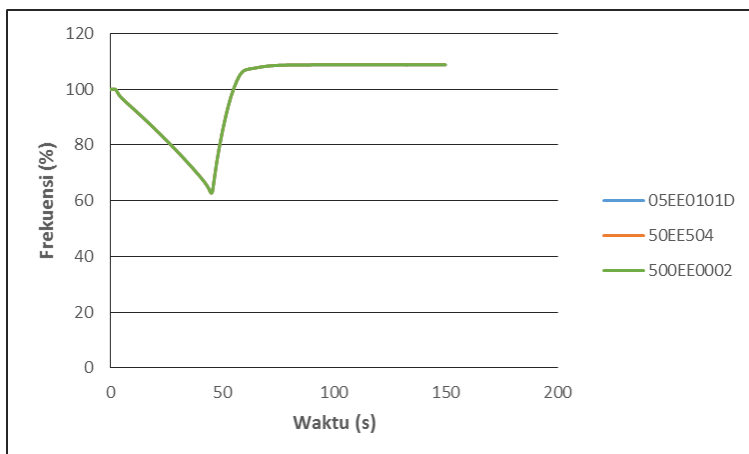


Gambar 4.29 Respon sudut rotor Saat Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) trip + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting (TS CASE 17-A)

Gambar 4.29 menunjukkan respon sudut rotor setiap generator pada kasus tersebut mengalami osilasi. Perubahan sudut rotor melibihi 90° dan tidak pernah mencapai kondisi yang stabil dan steady state. Respon sudut rotor pada kasus ini tidak diperbolehkan, sehingga perlu dilakukan mekanisme load shedding.

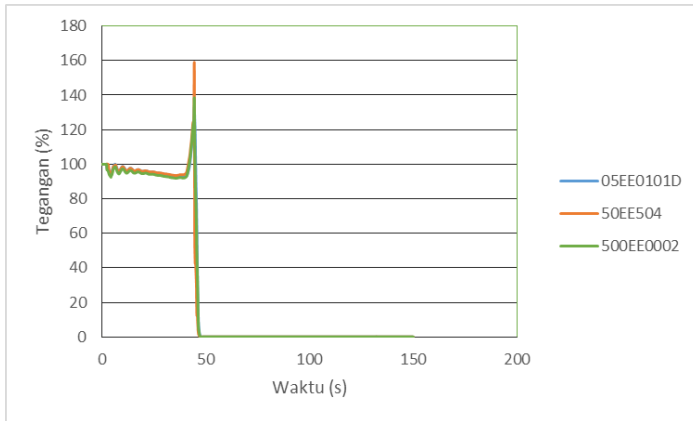
4.3.1.10 Studi kasus Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) trip + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting (TS CASE 17-A) dengan pelepasan beban tahap 1

Pada studi kasus ini akan ditampilkan hasil simulasi dan analisis kestabilan transien saat Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) + BEBAN 'A' & 'B' PLN. dengan total waktu simulasi 150 detik. *Load Shedding tahap 1* dilakukan pada detik 4.195 s (3.81 s waktu pada saat sistem mengalami penurunan frekuensi minimal pada 98 % sesuai standart yang digunakan + Delay setiap area +0,2).



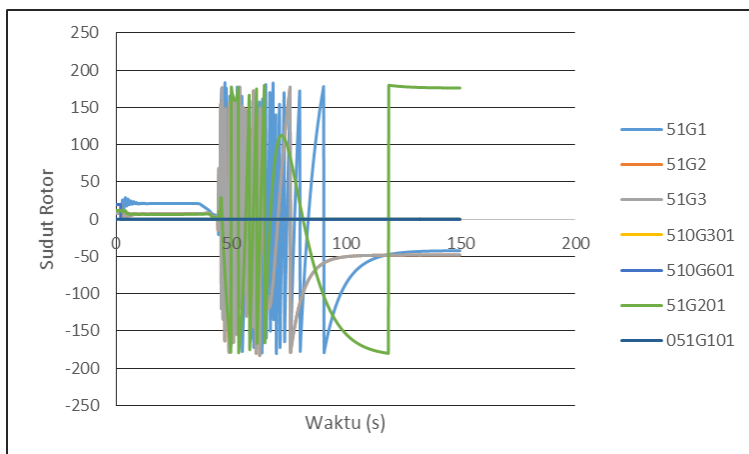
Gambar 4.30 Respon frekuensi Saat Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) trip + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting dengan pelepasan beban tahap 1.

Gambar 4.30 dapat ditunjukkan bahwa sistem mengalami gangguan *generator outage* saat detik ke-2 dan beban PLN 'A dan B' yang NO (*Normally Open*) terhadap sistem eksisting masuk. Simulasi dengan durasi 150 detik sehingga sistem mengalami penurunan frekuensi terendah mencapai 65 % . Penurunan frekuensi tersebut tidak dalam standard frekuensi minimum dari PT PERTAMINA RU IV Cilacap. Oleh karena itu dalam upaya untuk mengembalikan frekuensi sistem pada nilai yang ditentukan dalam standart dilakukan mekanisme pelepasan beban tahap 2



Gambar 4.31 Respon Tegangan Saat Generator Saat Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) trip + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting (TS CASE 17-A) dengan pelepasan beban tahap 1

Dari gambar 4.31 dapat ditunjukkan bahwa tegangan pada masing masing bus juga mengalami penurunan bahwa tegangan pada masing-masing bus mengalami penurunan pada detik ke 2. Penurunan tegangan terjadi karena beban pada sistem tidak tersuplai secara penuh. Disimulasikan dengan detik 150 untuk melihat respon sistem. Dari gambar respon tegangan sistem menjadi *blackout* karena nilai tegangan semua bus menuju titik 0 ketika sistem tidak mampu mengatasi gangguan tersebut..Dimana dalam upaya mengembalikan kestabilan sistem tersebut mekanisme pelepasan beban tahap 2 sesuai standart dari PT. PERTAMINA RU IV Cilacap akan berjalan.

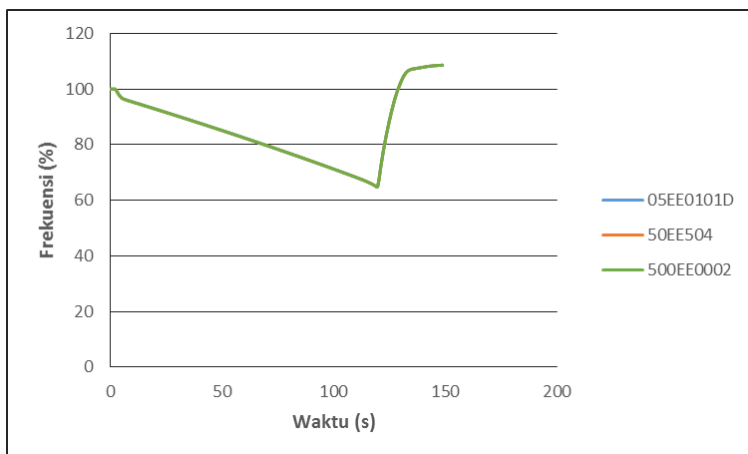


Gambar 4.32 Respon sudut rotor Saat Generator Saat Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) trip + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting dengan pelepasan beban tahap 1

Gambar 4.32 menunjukkan respon sudut rotor setiap generator pada kasus tersebut mengalami osilasi. Perubahan sudut rotor melibihi 90° dan tidak pernah mencapai kondisi yang stabil dan steady state. Respon sudut rotor pada kasus ini tidak diperbolehkan, Dimana dalam upaya mengembalikan kestabilan sistem tersebut mekanisme pelepasan beban tahap 2 sesuai standart dari PT. PERTAMINA RU IV Cilacap akan berjalan. Berdasarkan hasil simulasi kasus Generator Saat Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) trip + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting dengan pelepasan beban tahap 1 dapat disimpulkan bahwa kondisi sistem masih tidak dapat kembali stabil dengan melihat respon frekuensi, tegangan dan sudut rotor yang tidak sesuai dengan standart dan tidak mampu mencapai kondisi stabil dan *steady state*

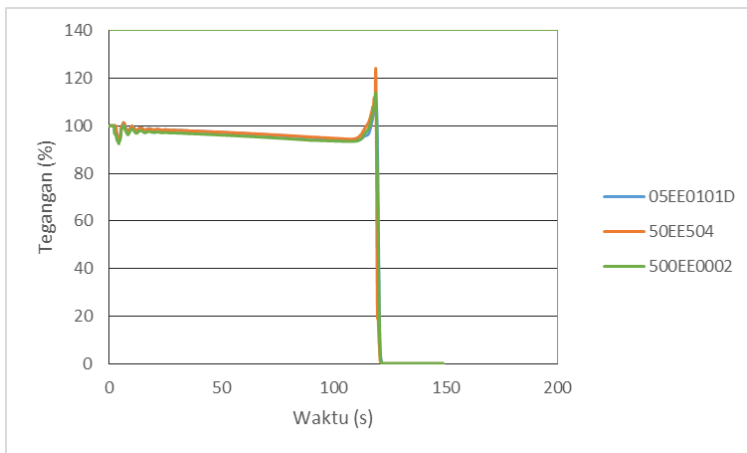
4.3.1.11 Studi kasus Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) trip + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting (TS CASE 17-A) dengan pelepasan beban tahap 2

Pada studi kasus ini akan ditampilkan hasil simulasi dan analisis kestabilan transien saat Generator Saat Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) + BEBAN 'A' & 'B' PLN. dengan total waktu simulasi 150 detik. *Load Shedding tahap 2* dilakukan pada detik 5.195 s (4.81 s waktu pada saat sistem mengalami penurunan frekuensi minimal pada 97 % sesuai stadart yang digunakan + Delay setiap area +0,2) untuk area 05. Untuk area 500 dilakukan pada detik 5.155 s (4.81 s waktu pada saat sistem mengalami penurunan frekuensi minimal pada 97 % sesuai stadart yang digunakan + Delay setiap area +0,2) untuk area 05. Untuk area 50 dilakukan pada detik 5.117 s (4.81 s waktu pada saat sistem mengalami penurunan frekuensi minimal pada 97 % sesuai stadart yang digunakan + Delay setiap area +0,2) untuk area 05.



Gambar 4.33 Respon frekuensi Saat Generator Saat Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) trip + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting dengan pelepasan beban tahap 2

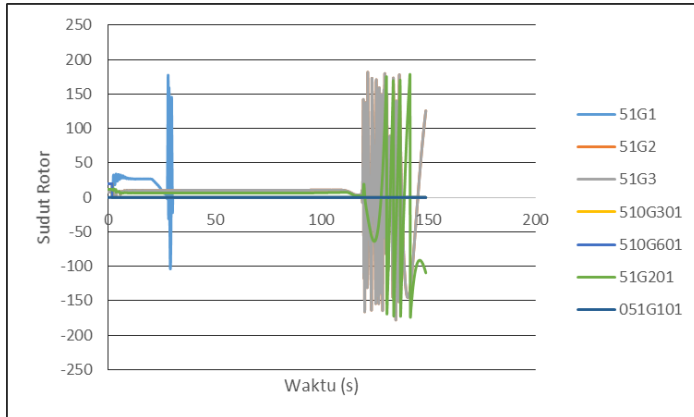
Gambar 4.32 dapat ditunjukkan bahwa sistem mengalami gangguan *generator outage* saat detik ke-2 dan beban PLN 'A dan B' yang NO (*Normally Open*) terhadap sistem eksisting masuk. Simulasi dengan durasi 150 detik sehingga sistem mengalami penurunan frekuensi terendah mencapai 65 % . Penurunan frekuensi tersebut tidak dalam standard frekuensi minimum dari PT PERTAMINA RU IV Cilacap. Oleh karena itu dalam upaya untuk mengembalikan frekuensi sistem pada nilai yang ditentukan dalam standart dilakukan mekanisme pelepasan beban tahap 3



Gambar 4.34 Respon tegangan Saat Generator Saat Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) trip + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting dengan pelepasan beban tahap 2

Dari gambar 4.34 dapat ditunjukkan bahwa tegangan pada masing masing bus juga mengalami penurunan bahwa tegangan pada masing-masing bus mengalami penurunan pada detik ke 2. Penurunan tegangan terjadi karena beban pada sistem tidak tersuplai secara penuh. Disimulasikan dengan detik 150 untuk melihat respon sistem. Dari gambar respon tegangan sistem menjadi *blackout* karena nilai tegangan semua bus menuju titik 0 ketika sistem tidak mampu mengatasi gangguan tersebut..Dimana dalam upaya mengembalikan kestabilan

sistem tersebut mekanisme pelepasan beban tahap 3 sesuai standart dari PT. PERTAMINA RU IV Cilacap akan berjalan.

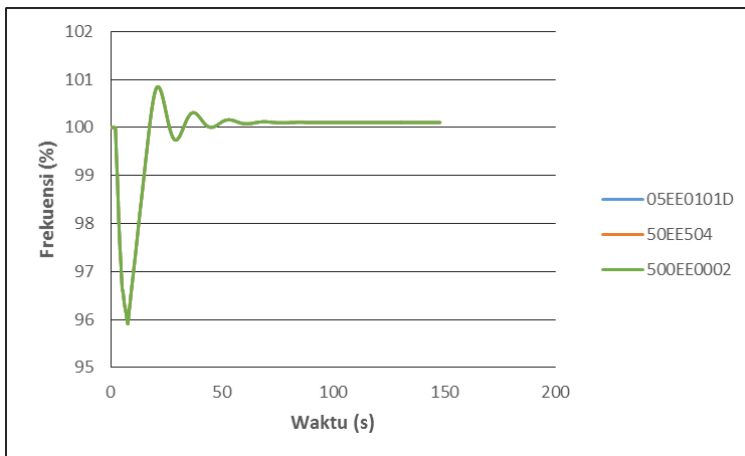


Gambar 4.35 Respon sudut rotor Saat Generator Saat Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) trip + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting dengan pelepasan beban tahap 2

Gambar 4.32 menunjukan respon sudut rotor setiap generator pada kasus tersebut mengalami osilasi. Perubahan sudut rotor melbihi 90° dan tidak pernah mencapai kondisi yang stabil dan steady state. Respon sudut rotor pada kasus ini tidak diperbolehkan, Dimana dalam upaya mengembalikan kestabilan sistem tersebut mekanisme pelepasan beban tahap 3 sesuai standart dari PT. PERTAMINA RU IV Cilacap akan berjalan. Berdasarkan hasil simulasi kasus Generator Saat Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) trip + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting dengan pelepasan beban tahap 2 dapat disimpulkan bahwa kondisi sistem masih tidak dapat kembali stabil dengan melihat respon frekuensi, tegangan dan sudut rotor yang tidak sesuai dengan standart dan tidak mampu mencapai kondisi stabil dan *steady state*

4.3.1.12 Studi kasus Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) trip + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting (TS CASE 17-A) dengan pelepasan beban tahap 3

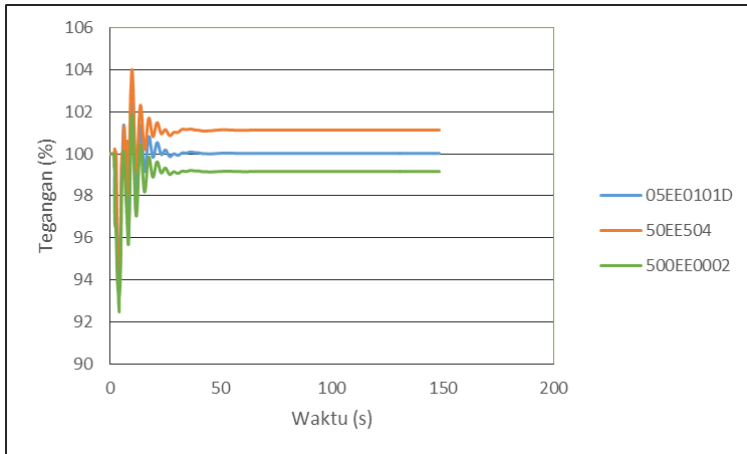
Pada studi kasus ini akan ditampilkan hasil simulasi dan analisis kestabilan transien saat Generator Saat Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) + BEBAN 'A' & 'B' PLN. dengan total waktu simulasi 150 detik. *Load Shedding tahap 3* dilakukan pada detik 7.755 s (7.41 s waktu pada saat sistem mengalami penurunan frekuensi minimal pada 96 % sesuai standart yang digunakan + Delay setiap area +0,2) untuk area 500. Untuk area 500 dilakukan pada detik 7.68 s (7.41 s waktu pada saat sistem mengalami penurunan frekuensi minimal pada 97 % sesuai standart yang digunakan + Delay setiap area +0,2).



Gambar 4.36 Respon frekuensi Saat Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) trip + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting dengan pelepasan beban tahap 3

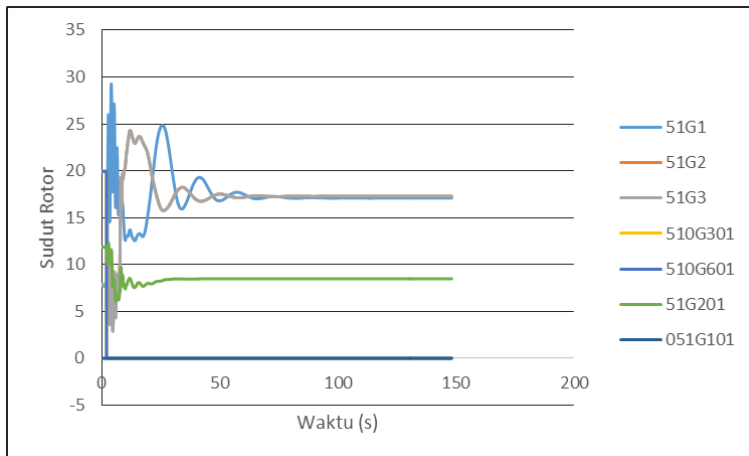
Gambar 4.36 menunjukkan bahwa frekuensi pada masing-masing bus mengalami penurunan tetapi sistem masih dapat

mempertahankan kestabilannya. Penurunan frekuensi terendah mencapai 95.91%. Sistem kembali *steady state* pada 100.106% dari frekuensi normal. Berdasarkan standar PT. PERTAMINA RU IV Cilacap penurunan frekuensi yang terjadi pada studi kasus ini masih diperbolehkan.



Gambar 4.37 Respon Tegangan Saat Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) trip + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting dengan pelepasan beban tahap 3

Gambar 4.37 menunjukkan bahwa tegangan pada masing-masing bus mengalami penurunan pada detik ke 2. Penurunan tegangan terjadi karena beban pada sistem tidak tersuplai secara penuh. Bus 05EE0101D mengalami penurunan tegangan hingga 93.74% dan kembali stabil pada 100.024%. Bus 50EE504 mengalami penurunan tegangan hingga 94.52% dan kembali stabil pada 101.133%. Bus 500EE0002 mengalami penurunan tegangan hingga 92.48% dan kembali stabil pada 99.16%. Kondisi dari semua bus masih berada dalam *range* yang diperbolehkan.



Gambar 4.38 Respon sudut rotor Saat Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) trip + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting dengan pelepasan beban tahap 3

Gambar 4.38 menunjukkan respon sudut rotor relatif terhadap swing generator dari masing- masing generator yang sedang beroperasi. Terjadi osilasi dari masing-masing generator namun masih bisa kembali ke kondisi steady state setelah dilakukan pelepasan beban tahap 3. Generator 51G1 mengalami perubahan sudut hingga 10.27° dan kembali stabil pada -12.17° . Generator STG K-5 mengalami perubahan sudut hingga 7.7° dan kembali stabil pada 17.09° . Generator 51G2 mengalami perubahan sudut hingga 2.94° dan kembali stabil pada 17.28° . Generator New Gen 3 mengalami perubahan sudut hingga 6.05° dan kembali stabil pada 8.48° .

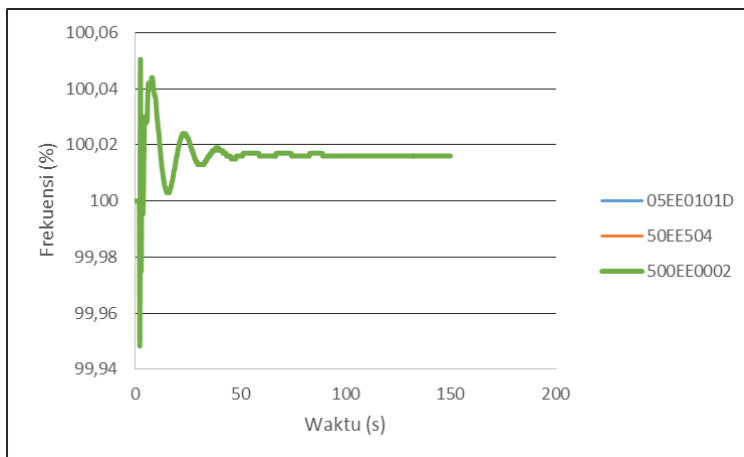
Berdasarkan hasil simulasi kasus Saat Generator 051G102 (20 MW AREA 05) & 051G103 (20 MW AREA 05) OFF + Generator 5106101 (8 MW) trip + BEBAN 'A' & 'B' PLN masuk ke eksisting dengan *load shedding* tahap 3 dapat disimpulkan bahwa kondisi sistem dapat kembali stabil dengan melihat respon frekuensi, tegangan dan sudut rotor yang masih berada dalam standar yang diperbolehkan.

4.3.2. Simulasi Kestabilan Transien *Short Circuit*

Pada sub bab 4.3.2. akan dilakukan simulasi kestabilan transien untuk studi kasus ketika terjadi *short circuit*. pada masing-masing bus pada level tegangan yang berbeda.

4.3.2.1 Studi Kasus SC1: Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa di Bus bus 10EE106B dengan level tegangan 0.38kV $t=2s$; 9 Generator ON; open cb $t=2.3s$

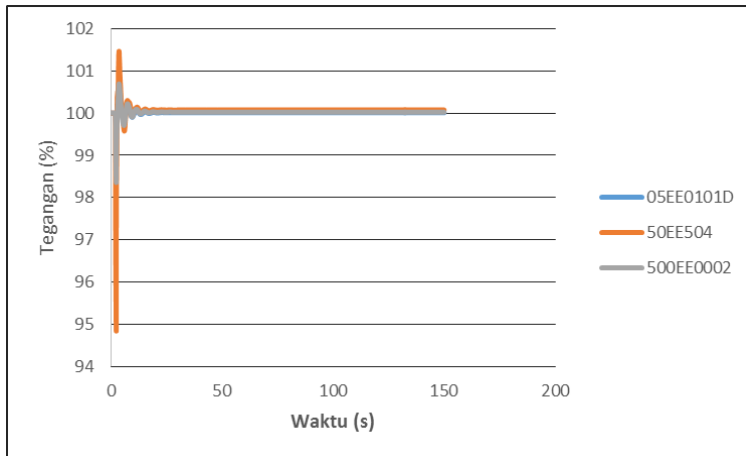
Pada kasus SC1 disimulasikan sistem mengalami gangguan hubung singkat 3 fasa saat detik ke-2 pada bus 10EE106B dengan level tegangan 0,38 kV. CB 25-1-1 *open* ke 2.3 (0.1 detik *setting relay* dan 0.2 *sensing* dan *open CB*) untuk mengatasi gangguan dan melindungi sistem. Pada kasus ini disimulasikan gangguan terjadi pada $t = 2$ detik. Total waktu pada simulasi kasus ini adalah 150 detik



Gambar 4.39 Respon frekuensi saat terjadi hubung singkat di Bus 10EE106B

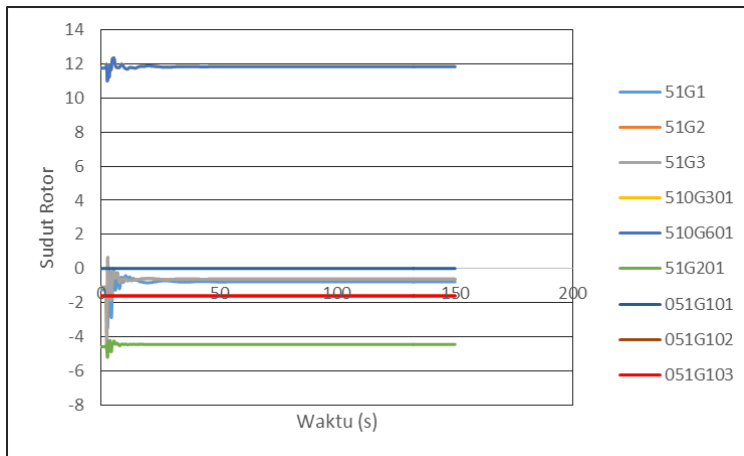
Gambar 4.39 menunjukkan frekuensi pada masing-masing bus pada saat hubung singkat di bus 10EE106B diikuti CB *open* pada $t = 2.3$ detik. Hasil simulasi menunjukkan bahwa masing-masing bus mengalami

penurunan frekuensi namun sistem masih dapat mempertahankan kestabilannya. Penurunan frekuensi terendah mencapai 99.94% pada detik ke 2.21. Sistem kembali *steady state* pada 100.016 dari frekuensi normal. Berdasarkan standar PT.PERTAMINA RU IV Cilacap penurunan frekuensi yang terjadi pada studi kasus ini masih diperbolehkan.



Gambar 4.40 Respon tegangan saat terjadi hubung singkat di Bus 10EE106B

Gambar 4.40 menunjukkan bahwa tegangan pada masing-masing bus mengalami penurunan pada detik ke 2 ketika terjadi gangguan hubung singkat pada bus 10EE106B diikuti dengan CB open pada $t = 2.3$ detik. Bus 05EE0101D mengalami penurunan tegangan hingga 99.62% dan kembali stabil pada 100.012%. Bus 50EE504 mengalami penurunan tegangan hingga 94.89% dan kembali stabil pada 100.077 %. Bus 500EE0002 mengalami penurunan tegangan hingga 98.36% dan kembali stabil pada 100.026%. Kondisi dari semua bus masih berada dalam *range* yang diperbolehkan.



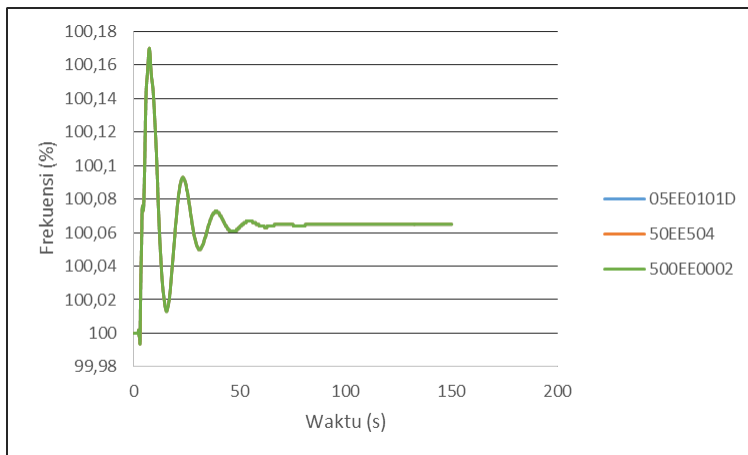
Gambar 4.41 Respon sudut rotor saat terjadi hubung singkat di Bus 10EE106B

Gambar 4.41 menunjukkan respon sudut rotor relatif terhadap swing generator dari masing-masing generator yang sedang beroperasi ketika terjadi hubung singkat di bus 10EE106B pada detik ke 2 diikuti CB *open* pada $t = 2.3$ detik. Terjadi osilasi dari masing-masing generator namun masih bisa kembali pada kondisi stabil dan *steady state*. Generator 51G1 mengalami perubahan sudut hingga -3.49° dan kembali stabil pada -0.78° . Generator 51G2 mengalami perubahan sudut hingga -4.75° dan kembali stabil pada -0.62° . Generator 510G301 mengalami perubahan sudut hingga 11.01° dan kembali stabil pada 11.84° . Generator 51G201 mengalami perubahan sudut hingga -5.21° dan kembali stabil pada 4.45° . Generator 051G102 mengalami perubahan sudut hingga -1.61° dan kembali stabil pada -1.6 . Generator 051G101 tetap di sudut hingga 0° .

Berdasarkan hasil simulasi kasus *short circuit* pada 10EE106B dapat disimpulkan bahwa kondisi sistem masih dalam keadaan stabil dengan melihat respon frekuensi, tegangan dan sudut rotor yang masih berada dalam standar yang diperbolehkan.

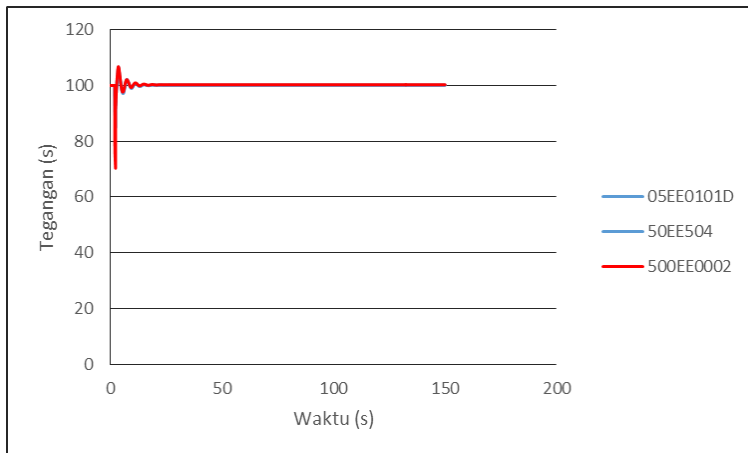
4.3.2.2 Studi Kasus SC2: Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa di Bus ; bus 200EE205B dengan level tegangan 3.45 kV $t=2s$; 9 Generator ON; open cb $t= 2.3s$

Pada kasus SC1 disimulasikan sistem mengalami gangguan hubung singkat 3 fasa saat detik ke-2 pada 200EE205B dengan level tegangan 3.45kV. CB F4-0 *open* ke 2.3 (0.1 detik *setting relay* dan 0.2 *sensing* dan *open* CB) untuk mengatasi gangguan dan melindungi sistem. Pada kasus ini disimulasikan gangguan terjadi pada $t = 2$ detik. Total waktu pada simuasi kasus ini adalah 150 detik



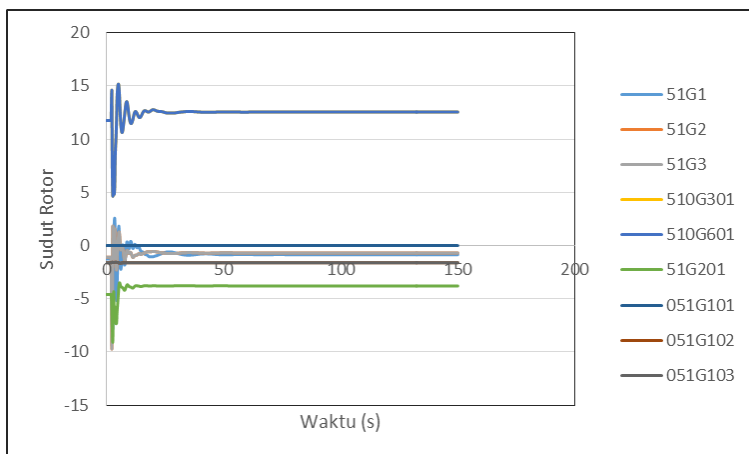
Gambar 4.42 Respon frekuensi saat terjadi hubung singkat di Bus 200EE205B

Gambar 4.42 menunjukkan frekuensi pada masing-masing bus pada saat hubung singkat di bus 200EE205B diikuti CB *open* pada $t = 2.3$ detik. Hasil simulasi menunjukkan bahwa masing-masing bus mengalami penurunan frekuensi namun sistem masih dapat mempertahankan kestabilannya. Penurunan frekuensi terendah mencapai 99.99% pada detik ke 2.91. Sistem kembali *steady state* pada 100.065 % dari frekuensi normal. Berdasarkan standar PT.PERTAMINA RU IV Cilacap penurunan frekuensi yang terjadi pada studi kasus ini masih diperbolehkan.



Gambar 4.43 Respon tegangan saat terjadi hubung singkat di Bus 200EE205B

Gambar 4.43 menunjukkan bahwa tegangan pada masing-masing bus mengalami penurunan pada detik ke 2 ketika terjadi gangguan hubung singkat pada bus 200EE205B diikuti dengan CB open pada $t = 2.3$ detik. Bus 05EE0101D mengalami penurunan tegangan hingga 93.23% dan kembali stabil pada 100.059% pada detik 33.51. Bus 50EE504 mengalami penurunan tegangan hingga 84.95% dan kembali stabil pada 100.089 % pada detik 30.71. Bus 500EE0002 mengalami penurunan tegangan hingga 70.4429% dan kembali stabil pada 100.232% pada detik 39.11. Dalam kasus SC ini dapat mengakibatkan kontaktor pada bus yang bersangkutan trip. Untuk itu, diperlukan pengaturan rele undervoltage agar saat terjadi gangguan kontinuitas pelayanan daya dapat tetap dijaga.



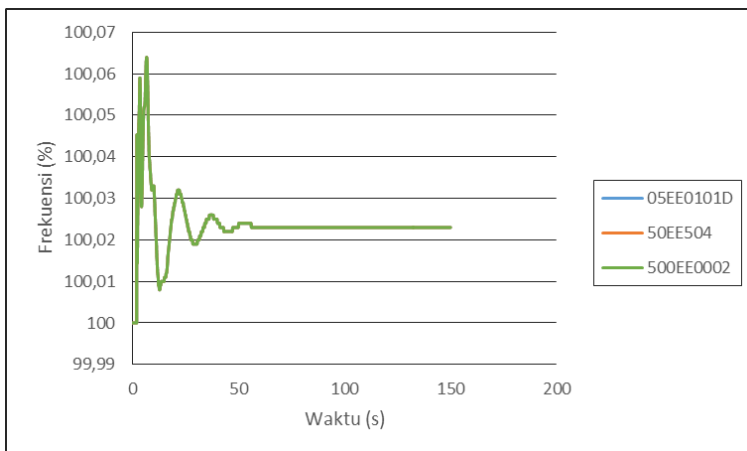
Gambar 4.44 Respon sudut rotor saat terjadi hubung singkat di Bus 200EE205B

Gambar 4.44 menunjukkan respon sudut rotor relatif terhadap swing generator dari masing-masing generator yang sedang beroperasi ketika terjadi hubung singkat di bus 200EE205B pada detik ke 2 diikuti CB *open* pada $t = 2.3$ detik. Terjadi osilasi dari masing-masing generator namun masih bisa kembali pada kondisi stabil dan *steady state*. Generator 51G1 mengalami perubahan sudut hingga -7.81° dan kembali stabil pada -0.85° . Generator 51G2 mengalami perubahan sudut hingga -9.69° dan kembali stabil pada -0.69° . Generator 510G301 mengalami perubahan sudut hingga 4.7° dan kembali stabil pada 12.55° . Generator 51G201 mengalami perubahan sudut hingga -9.05° dan kembali stabil pada -3.79° . Generator 051G102 mengalami perubahan sudut hingga -1.65° dan kembali stabil pada -1.61° . Generator 051G101 tetap di sudut hingga 0° .

Berdasarkan hasil simulasi kasus *short circuit* pada 200EE205B dapat disimpulkan bahwa kondisi sistem masih dalam keadaan stabil dengan melihat respon frekuensi, tegangan dan sudut rotor yang masih berada dalam standar yang diperbolehkan.

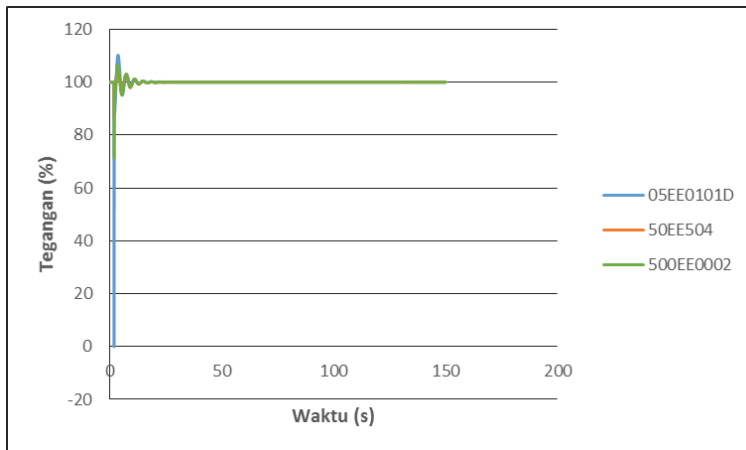
4.3.2.3 Studi Kasus SC2: Gangguan Hubung Singkat 3 Fasa di Bus ; bus 05EE0101A dengan level tegangan 13.8 kV; $t=2s$; 9 Generator ON; open cb $t= 2.3s$

Pada kasus SC1 disimulasikan sistem mengalami gangguan hubung singkat 3 fasa saat detik ke-2 pada 05EE0101A dengan level tegangan 3.45kV. CB untuk pengaman *open* ke 2.3 (0.1 detik *setting relay* dan 0.2 *sensing* dan *open CB*) untuk mengatasi gangguan dan melindungi sistem. Pada kasus ini disimulasikan gangguan terjadi pada $t = 2$ detik. Total waktu pada simuasi kasus ini adalah 150 detik



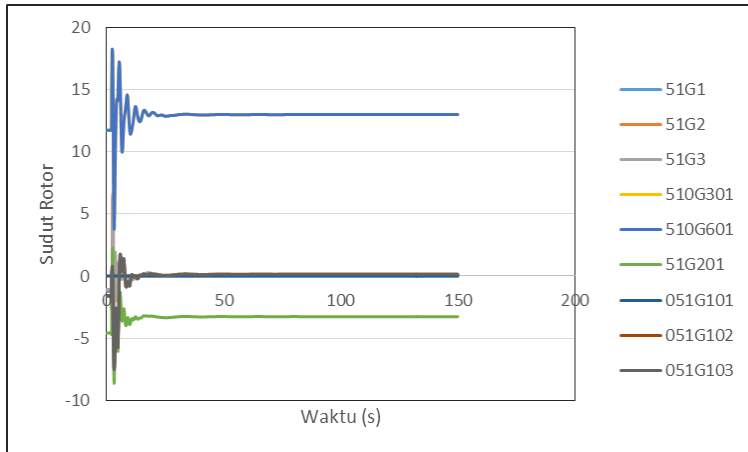
Gambar 4.45 Respon Frekuensi saat terjadi hubung singkat di Bus 05EE0101A

Gambar 4.45 menunjukkan frekuensi pada masing-masing bus pada saat hubung singkat di bus 05EE0101A diikuti CB *open* pada $t = 2.3$ detik. Hasil simulasi menunjukkan bahwa masing-masing bus mengalami kenaikan frekuensi dalam waktu sesaat namun sistem masih dapat mempertahankan kestabilannya. Penurunan frekuensi terendah mencapai 100% pada detik ke 2.91. Sistem kembali *steady state* pada 100.023 % pada detik 33 dari frekuensi normal. Berdasarkan standar PT.PERTAMINA RU IV Cilacap penurunan frekuensi yang terjadi pada studi kasus ini masih diperbolehkan.



Gambar 4.46 Respon tegangan saat terjadi hubung singkat di Bus 05EE0101A

Gambar 4.46 menunjukkan bahwa tegangan pada masing-masing bus mengalami penurunan pada detik ke 2 ketika terjadi gangguan hubung singkat pada bus 05EE0101A diikuti dengan CB open pada $t = 2.3$ detik. Bus 05EE0101D mengalami penurunan tegangan hingga 0% untuk sesaat dan kembali stabil pada 100.013% pada detik 33.11. Bus 50EE504 mengalami penurunan tegangan hingga 87.10% dan kembali stabil pada 100.021 % pada detik 38.71. Bus 500EE0002 mengalami penurunan tegangan hingga 71.3788% dan kembali stabil pada 100.037% pada detik 34.71. Dalam kasus SC ini dapat mengakibatkan kontaktor pada bus yang bersangkutan trip. Untuk itu, diperlukan pengaturan rele undervoltage agar saat terjadi gangguan kontinuitas pelayanan daya dapat tetap dijaga.



Gambar 4.47 Respon sudut rotor saat terjadi hubung singkat di Bus 05EE0101A

Gambar 4.44 menunjukkan respon sudut rotor relatif terhadap swing generator dari masing- masing generator yang sedang beroperasi ketika terjadi hubung singkat di bus 05EE0101A pada detik ke 2 diikuti CB *open* pada $t = 2.3$ detik. Terjadi osilasi dari masing-masing generator namun masih bisa kembali pada kondisi stabil dan *steady state*. Generator 51G1 mengalami perubahan sudut hingga -1.74° dan kembali stabil pada 0° . Generator 51G2 mengalami perubahan sudut hingga -4.61° dan kembali stabil pada -0.16° . Generator 510G301 mengalami perubahan sudut hingga 3.81° dan kembali stabil pada 13.01° . Generator 51G201 mengalami perubahan sudut hingga -8.59° dan kembali stabil pada -3.27° . Generator 051G102 mengalami perubahan sudut hingga -7.5° dan kembali stabil pada 0.12° . Generator 051G101 tetap di sudut hingga 0° .

Berdasarkan hasil simulasi kasus *short circuit* pada 05EE0101A dapat disimpulkan bahwa kondisi sistem masih dalam keadaan stabil dengan melihat respon frekuensi, tegangan dan sudut rotor yang masih berada dalam standar yang diperbolehkan.

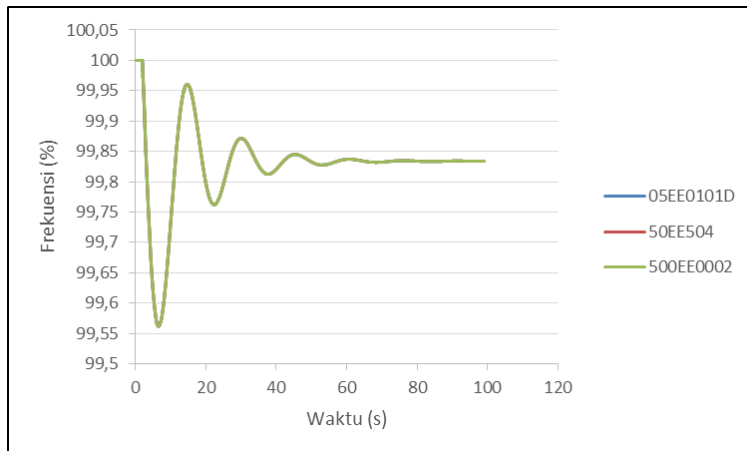
4.3.3. Simulasi Kestabilan Transien *Motor Starting*

Pada sub bab 4.3.3. akan dilakukan simulasi kestabilan transien untuk studi kasus ketika terjadi *starting motor* dengan kapasitas motor terbesar.

4.3.3.1 Studi Kasus MS 14-K-602 A 2825 kW; ($t = 3s$); 7 Generator ON; 2x20 MW Generator OFF (51G201 & 051G103)

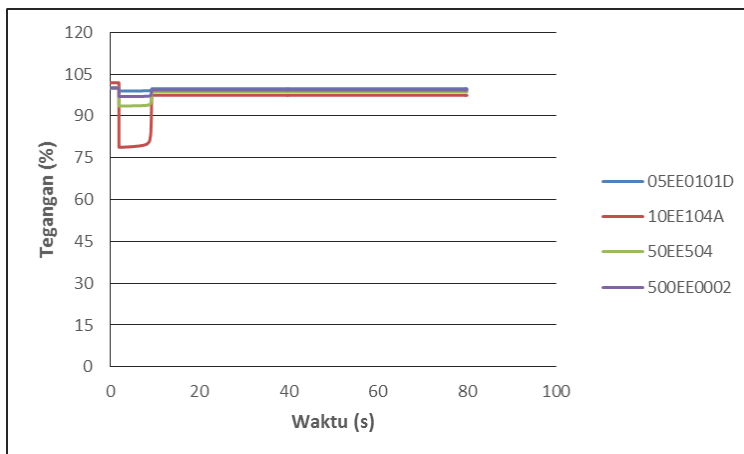
Pada proses starting motor menyebabkan terjadinya drop tegangan secara cepat karena motor akan menarik arus dengan jumlah yang besar pada sistem. Apabila drop tegangan melewati batas standar yang diizinkan maka kestabilan sistem akan terganggu. Hal ini menyebabkan pentingnya dilakukan analisis terhadap proses penyalan motor.

Dalam kasus ini, motor dengan 14-K-602 A berkapasitas 2825 kW akan dinyalakan pada detik ke 2 saat 7 generator ON di sistem kelistrikan eksisting PERTAMINA RU IV Cilacap. Metode starting motor yang digunakan yaitu DOL (Direct On Line) sehingga event yang digunakan pada simulasi dengan event motor acceleration



Gambar 4.48 Respon frekuensi saat terjadi proses starting motor 14-K-602 A

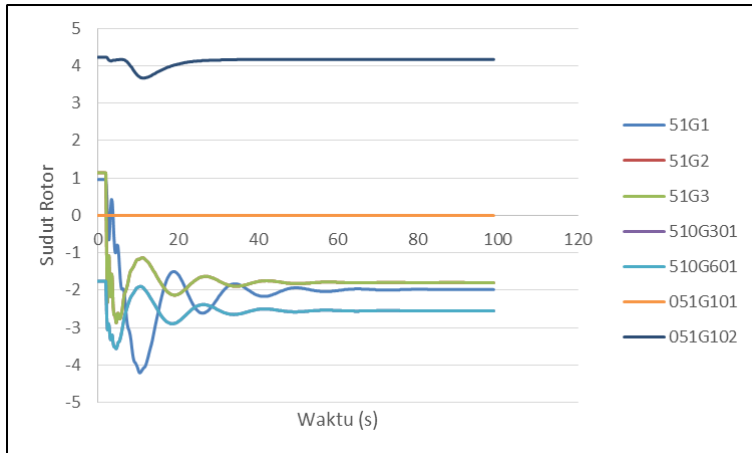
Gambar 4.48 menunjukkan frekuensi pada masing-masing bus pada saat terjadi proses motor start pada $t = 2$ detik. Hasil simulasi menunjukkan bahwa masing-masing bus mengalami penurunan frekuensi dalam waktu sesaat namun sistem masih dapat mempertahankan kestabilannya. Penurunan frekuensi terendah mencapai 99,6% pada detik ke 2.1. Sistem kembali *steady state* pada 99,85 % pada detik 45 dari frekuensi normal. Berdasarkan standar PT.PERTAMINA RU IV Cilacap penurunan frekuensi yang terjadi pada studi kasus ini masih diperbolehkan.



Gambar 4.49 Respon tegangan saat terjadi proses starting motor 14-K-602 A

Berdasarkan data tegangan pada gambar 4.49 respon tegangan bus 10EE104 A dimana bus tersebut merupakan bus dari motor 14-K-602 A mengalami kedip tegangan (*voltage sag*) terendah mencapai nilai di 78,74% dari tegangan nominal pada detik 2 saat motor di start Kemudian respon tegangan mencapai kondisi *steady state* pada tegangan 97,39% dari tegangan nominal pada detik 9,6. bus 05EE0101A diikuti dengan CB open pada $t = 2.3$ detik. Bus 05EE0101D mengalami penurunan tegangan minimal di 98,98% untuk sesaat dan kembali stabil pada 99,76% pada detik 9,6. Bus 50EE504 mengalami penurunan

tegangan hingga 93.562% dan kembali stabil pada 98,641 % pada detik 9,54. Bus 500EE0002 mengalami penurunan tegangan hingga 96,95% dan kembali stabil pada 99,32% pada detik 9,42%.



Gambar 4.50 Respon sudut rotor saat terjadi proses starting motor 14-K-602 A

Gambar 4.50 menunjukkan respon sudut rotor relatif terhadap swing generator dari masing-masing generator yang sedang beroperasi ketika terjadi motor start pada detik ke 2. Terjadi osilasi dari masing-masing generator namun masih bisa kembali pada kondisi stabil dan *steady state*. Generator 51G1 mengalami perubahan sudut hingga -3.49° dan kembali stabil pada -0.78° . Generator 51G2 mengalami perubahan sudut hingga -4.75° dan kembali stabil pada -0.62° . Generator 510G301 mengalami perubahan sudut hingga 11.01° dan kembali stabil pada 11.84° . Generator 51G201 mengalami perubahan sudut hingga -5.21° dan kembali stabil pada 4.45° . Generator 051G102 mengalami perubahan sudut hingga -1.61° dan kembali stabil pada -1.6° . Generator 051G101 tetap di sudut hingga 0° .

Berdasarkan hasil simulasi kasus *motor starting* dapat disimpulkan bahwa kondisi sistem masih dalam keadaan stabil dengan melihat respon frekuensi, tegangan dan sudut rotor yang masih berada dalam standar yang diperbolehkan.

4.4 Rekapitulasi Data

4.4.1 Rekapitulasi Beban *Load Shedding*

Setelah dilakukan simulasi berdasarkan case Generator *Outage* yang didefinisikan pada Tabel 4.2.1 dan skema load shedding berdasarkan frekuensi standard Pertamina RU IV Cilacap pada kondisi stabilitas untuk frekuensi dan tegangan serta sistem load shedding yang dibutuhkan. Pada semua kasus transient stability 1-17 terdapat beberapa kasus dengan load shedding tahap 1 sampai 3 berikut keterangannya :

➤ LS 1

- TS Case-7 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Satu generator 8 MW area 50 dan satu generator 20 MW area 500 tidak aktif (Gen 51G3 dan 51G201 OFF). Semua beban aktif.
 - Generator 20 MW (051G101) Trip
- TS Case-8 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Satu generator 8 MW area 50 dan satu generator 20 MW area 05 tidak aktif (Gen 51G3 dan 051G103 OFF). Semua beban aktif.
 - Generator 20 MW (051G101) Trip
 - Generator 20 MW (051G201) Trip
- TS Case-9 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Satu generator 8 MW area 500 dan satu generator 20 MW area 05 tidak aktif (Gen 510G301 dan 051G103 OFF). Semua beban aktif.
 - Generator 20 MW (051G101) Trip
 - Generator 20 MW (051G201) Trip
- TS Case-10 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Satu generator 20 MW area 500 dan satu generator 20 MW area 05 tidak aktif (Gen 51G201 dan 051G103 OFF). Semua beban aktif.
 - Generator 8 MW (51G1) Trip
 - Generator 8 MW (510G601) Trip
- TS Case-12 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Dua generator 8 MW dan 20 MW area 500 tidak aktif (Gen 510G601 dan 51G201 OFF). Semua beban aktif.
 - Generator 20 MW (051G101) Trip

- TS Case-14 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Satu generator 20 MW area 500 tidak aktif (Gen 51G201 OFF). Semua beban aktif.
 - Beban PLN A dan B masuk eksisting
 - TS Case-15 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Satu generator 20 MW area 500 dan Satu Generator 8 MW tidak aktif (Gen 51G201 OFF dan Gen 510G301 OFF). Semua beban aktif.
 - Beban PLN A dan B masuk Eksisting
- LS 2
- TS Case-10 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Satu generator 20 MW area 500 dan satu generator 20 MW area 05 tidak aktif (Gen 51G201 dan 051G103 OFF). Semua beban aktif.
 - Generator 20 MW (051G101) Trip
 - TS Case-13 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Dua generator 20 MW area 05 tidak aktif (Gen 051G102 dan 051G103 OFF). Semua beban aktif
 - Generator 20 MW (51G201) Trip
- LS 3
- TS Case-17 : Normal Operasi Kondisi Eksisting. Dua generator 20 MW area 05 tidak aktif (Gen 051G102 dan 051G103 OFF). Semua beban aktif
 - Beban PLN A dan B masuk Eksisting dan Generator 8 MW (51G601) Trip
 - Beban PLN A dan B masuk Eksisting dan Generator 20 MW (510G201) Trip* + (10 MW LS)

4.4.2 Rekapitulasi Kondisi Frekuensi dan Tegangan Generator *Outage*

Tabel 4.3 Rekapitulasi Frekuensi dan Tegangan Generator *Outage*

Case		Observasi	Frekuensi	Tegangan (V) %			Kondisi	
			Bus Generator	05EE0101D	50EE504	500EE0002	F	V
			(Trip)	13.8 kV	13.8 kV	13.8 kV		
TS-1	A	Min	99,45	99,51	96,88	99,04	V	V
		Steady	99,79	99,84	98,75	99,60		
	B	Min	98,83	98,09	98,38	98,68	V	V
		Steady	99,55	99,11	99,62	99,50		
	C	Min	99,48	99,43	99,34	99,07	V	V
		Steady	99,79	99,82	99,76	99,46		
	D	Min	98,92	98,89	98,48	96,47	V	V
		Steady	99,58	99,50	99,22	97,70		
TS-2	A	Min	99,43	99,42	93,95	97,88	V	V
		Steady	99,77	99,77	97,03	99,25		
	B	Min	98,49	97,57	97,77	98,24	V	V
		Steady	99,41	99,01	99,55	99,41		
	C	Min	99,45	99,42	99,24	98,97	V	V
		Steady	99,78	99,78	99,70	99,35		
	D	Min	98,72	98,63	98,04	96,34	V	V
		Steady	99,50	99,38	98,98	97,56		
TS-3	A	Min	99,42	99,49	96,78	98,86	V	V
		Steady	99,77	99,80	98,73	99,54		
	B	Min	98,49	97,49	97,67	98,06	V	V
		Steady	99,41	99,02	99,51	99,45		
	C	Min	99,45	99,41	99,29	98,83	V	V
		Steady	99,78	99,77	99,70	99,26		
	D	Min	98,73	98,72	97,41	94,55	V	V
		Steady	99,50	99,24	98,82	96,23		
TS-4	A	Min	99,32	99,30	96,02	97,78	V	V
		Steady	99,74	99,72	98,62	99,24		
	B	Min	98,04	96,70	96,84	97,42	V	V
		Steady	99,26	98,87	99,37	99,24		
	C	Min	99,37	99,17	98,09	96,19	V	V
		Steady	99,75	99,54	99,26	97,47		
TS-5	A	Min	99,32	99,35	96,97	99,12	V	V
		Steady	99,75	99,78	98,72	99,55		
	B	Min	98,04	95,78	97,25	97,51	V	V
		Steady	99,26	97,71	99,30	98,93		
	C	Min	99,36	99,20	99,17	98,87	V	V
		Steady	99,75	99,76	99,72	99,43		
	D	Min	98,16	97,69	97,48	96,03	V	V
		Steady	99,31	99,14	98,96	97,36		

Tabel 4.3 (Lanjutan)

Case		Observasi	Frekuensi	Tegangan (V) %			Kondisi	
			Bus Generator	05EE0101D	50EE504	500EE0002	F	V
			(Trip)	13.8 kV	13.8 kV	13.8 kV		
TS-6	A	Min	99,45	99,33	93,73	97,50	V	V
		Steady	99,75	99,72	96,96	99,13		
	B	Min	98,37	96,60	96,62	97,50	V	V
		Steady	99,22	98,88	99,44	99,36		
	C	Min	99,48	99,41	99,03	98,55	V	V
		Steady	99,75	99,71	99,59	99,07		
	D	Min	98,49	98,48	96,66	93,99	V	V
		Steady	99,39	99,06	98,36	95,84		
TS-7	A	Min	99,13	98,98	91,31	95,18	V	V
		Steady	99,66	99,56	96,56	98,41		
	B	Min	97,82	96,18	95,84	96,70	V	V
		Steady	99,44	99,34	99,69	99,84		
	C	Min	99,18	99,11	97,51	95,83	V	V
		Steady	99,67	99,44	98,94	97,25		
TS-8	A	Min	99,24	99,18	93,79	97,91	V	V
		Steady	99,66	99,65	96,99	99,15		
	B	Min	97,89	94,91	95,80	96,88	V	V
		Steady	99,44	98,47	99,55	99,40		
	C	Min	99,29	98,87	98,71	98,59	V	V
		Steady	99,66	99,67	99,60	99,30		
	D	Min	97,92	97,55	96,88	95,80	V	V
		Steady	99,58	99,68	99,17	98,11		
TS-9	A	Min	99,23	98,95	96,79	99,05	V	V
		Steady	99,66	99,70	98,68	99,48		
	B	Min	97,98	94,82	96,06	96,66	V	V
		Steady	99,43	98,48	99,51	99,45		
	C	Min	99,29	98,89	98,80	98,42	V	V
		Steady	99,66	99,65	99,57	99,14		
	D	Min	97,89	97,58	97,18	94,74	V	V
		Steady	99,58	99,53	99,04	97,08		
TS-10	A	Min	98,00	98,77	95,91	97,78	V	V
		Steady	99,96	100,18	98,97	99,91		
	B	Min	96,79	93,13	95,00	94,97	V	V
		Steady	99,82	99,39	100,32	100,69		
	C	Min	98,00	98,85	98,18	96,26	V	V
		Steady	99,96	99,96	99,59	98,32		
TS-11	A	Min	99,42	98,67	81,81	94,26	V	X
		Steady	99,77	99,61	86,20	97,89		
	B	Min	98,40	97,36	95,15	98,08	V	V
		Steady	99,39	98,99	96,46	99,39		
	C	Min	99,39	99,48	94,96	97,57	V	V
		Steady	99,76	99,71	96,29	98,85		
	D	Min	98,01	97,46	92,78	95,16	V	V
		Steady	99,24	99,11	95,30	97,23		

4.4.3 Rincian Case yang perlu di lakukan Load Shedding

Tabel 4.4 Rekapitulasi Case yang perlu dilakukan Load Shedding

CASE	KONFIGURASI CASE				TAHAP LS	KETERANGAN
	OFF (MW)	AREA	TRIP	AREA		
7-B	8 + 20	50,5	20	5	1	V
8-B	8 + 20	50,05	20	5	1	V
8-D	8 + 20	50,05	20	500	1	V
9-B	8 + 20	500,05	20	5	1	V
9-D	8 + 20	500,05	20	500	1	V
10-A	20 + 20	500,05	8	50	1	V
10-C	20 + 20	500,05	8	500	1	V
10-B	20 + 20	500,05	20	5	2	V
11-A	8 + 8	50	8	50	1	TRIP AREA 50
12-B	8 + 20	500	20	5	1	V
13-B	20 + 20	5	20	5	2	TRIP AREA 05
13-D	20 + 20	5	20	500	2	V
14-C	20	500	LOAD A&B PLN IN	-	1	V
15-C	8+20	500	LOAD A&B PLN IN	-	1	V
17-A	20+20	5	LOAD A&B PLN IN & 8 MW TRIP	500	3	V
17-B	20+20	5	LOAD A&B PLN IN & 20 MW TRIP	500	3 + (10 MW)	V

4.4.4 Rekapitulasi Kondisi Frekuensi dan Tegangan *Short Circuit*

Tabel 4.5 Rekapitulasi Frekuensi dan Tegangan saat case short circuit

Case	Observasi	Frekuensi	Tegangan (V) %			Kondisi	
		Bus Generator	05EE0101D	50EE504	500EE0002	F	V
		13.8 kV	13.8 kV	13.8 kV	13.8 kV		
SC 0,38 kV	Min	99,9489	99,6286	94,8992	98,3652	V	V
	Steady	100,016	100,012	100,077	100,026		
SC 3,45 kV	Min	99,9941	93,2317	84,9598	70,4429	V	V
	Steady	100,065	100,059	100,089	100,232		
SC 13,8 kV	Min	100	2,167E-07	87,1035	71,3788	V	V
	Steady	100,023	100,13	100,021	100,037		

4.4.5 Rekapitulasi Kondisi Tegangan saat *Motor Starting*

Tabel 4.6 Rekapitulasi Tegangan saat case Motor Starting

Case	Observasi	Tegangan (V) %				Kondisi	
		10EE104A	05EE0101D	50EE504	500EE0002	F	V
		3.45 kV	13.8 kV	13.8 kV	13.8 kV		
MS	Min	78,74	99,51	96,88	99,04	V	V
14K-602 A	Steady	97,4	99,84	98,75	99,6		

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

BAB 5 PENUTUP

5.1. Kesimpulan

Berdasarkan hasil yang diperoleh dari simulasi dan analisis pada tugas akhir ini, dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

- a) Dari 17 macam kasus lepasnya pembangkit, 2 diantaranya menyebabkan kondisi sistem kelistrikan yang berbahaya, yaitu ketika terdapat respon tegangan tidak sesuai standar yang diperbolehkan. Kasus tersebut adalah saat 11-A dan 13-B yang menyebabkan trip 1 area dikarenakan *initial condition* pada case tersebut terdapat 2 generator off dalam 1 area + 1 trip pada area tersebut. Pada semua case selain 2 case diatas kondisi stabilitas transient aman
- b) Skema *load shedding* yang digunakan PT.PERTAMINA RU IV Cilacap dapat digunakan acuan untuk berbagai macam kondisi seperti contoh kasus pada generator *outage*.
- c) Konfigurasi Generator paling aman dari 13 kasus adalah 1 X 20 MW OFF + X Trip. Konfigurasi diatas ketika disimulasikan mampu mempertahankan kestabilan tanpa adanya mekanisme *Load shedding*
- d) Pada Case 17-B dibutuhkan *Load shedding* tambahan karena meskipun dengan *load shedding* tahap 3 belum mampu mengembalikan sistem kembali kondisi stabil dan *steady state*
- e) Pada kasus hubung singkat didapatkan bahwa ketika terjadi kasus SC 0.38 kV, SC 3.45 kV dan , SC 13.8 kV sistem masih dapat mempertahankan kestabilannya. Sementara itu, pada kasus SC 13.8 kV terjadi penurunan tegangan minimum hingga kurang dari 60%, hal ini perlu diwaspadai karena dapat membahayakan peralatan pabrik pada sistem meskipun respon tegangan, frekuensi, dan sudut rotor dapat kembali stabil dalam batas standar yang diperbolehkan.
- f) Pada kasus starting motor terbesar 2825 kW pada PT.PERTAMINA RU IV Cilacap dengan *initial condition* 2 x20

MW generator OFF tegangan pada bus utama (13.8 kV) sempat mengalami penurunan namun tidak sampai 90 % dan mampu kembali pada kondisi stabil dan *steady state*

5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan setelah melakukan analisis adalah sebagai berikut :

- a) Dalam melakukan perancangan pelepasan beban, sebaiknya beban yang dilepas adalah beban yang berada di dekat generator yang mengalami kasus *outage*.
- b) Untuk kasus hubung singkat, sebaiknya bus-bus yang mengalami penurunan tegangan cukup besar diberikan rele *undervoltage* dengan waktu *delay* minimal sebesar total durasi waktu saat tegangan bus kurang dari 90%.
- c) Untuk kasus hubung singkat SC 13.8 kV,sebaiknya lebih diperhatikan nilai dari kedip tegangan (*voltage sag*) karena dapat mempengaruhi kerja dari peralatan-peralatan elektronik atau peralatan kontrol dalam pabrik.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] IEEE, “*Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants*”, 1987. IEEE Std C37.106-2003 (Revision of ANSI/IEEE C37.106-1987).
- [2] Stevenson, W.D., Jr and Genger, J.J., “*Elements o Power System Analysis, 4th Edition*”. McGraw-Hill, Inc, 1994.
- [3] Das, J.C., “*Transient in Electrical Systems, Analysis ,Recognition, and Mitigation*“, McGraw-Hill Companies Inc, Ch. 12, 2010.
- [4] IEEE, “*Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants*”, 1987. IEEE Std C37.106-1987.
- [5] Hafidz, Isa, “Analisis Kestabilan Transien dan Mekanisme Pelepasan Beban di Project Pakistan Deep Water Container Port”, Bab. 2, 2014.
- [6] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, “*Definition and Classification of Power System Stability*”, IEEE Transactions on Power system , vol. 19, no. 2, may 2004.
- [7] Marsudi, Djiteng, “Operasi Sistem Tenaga Listrik”, Yogyakarta : Graha Ilmu, 2006.
- [8] Kundur, Prabha, “*Power System Stability and Control*”, McGraw-Hill Compnies Inc, 1994.
- [9] Rakhadiman, Hilman., “Analisis Stabilitas Transien dan Mekanisme Pelepasan Beban di PT. Pupuk Kalimantan Timur Pabrik 5 (PKT-5)”, 2013.
- [10] Aji, Waskito, “Analisis Kestabilan Transien di PT. PUSRI Akibat Penambahan Pmebangkit 35 MW dan Pabrik P2-B Menggunakan Sistem Synchronizing Bus 33 Kv”, 2014.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BIOGRAFI PENULIS



Rahmat Febrianto Wijanarko, dilahirkan di kota Surabaya pada tanggal 17 Februari 1995. Penulis memulai jenjang pendidikan di TK Dharma Wanita pada tahun 1999-2001, SD Kalisari 1 Surabaya pada tahun 2001-2007, SMPN 19 Surabaya tahun ajaran 2007-2010 dan SMA Negeri 2 Surabaya pada tahun 2010-2013 dan sejak 2013 menempuh pendidikan sebagai mahasiswa bidang studi Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi

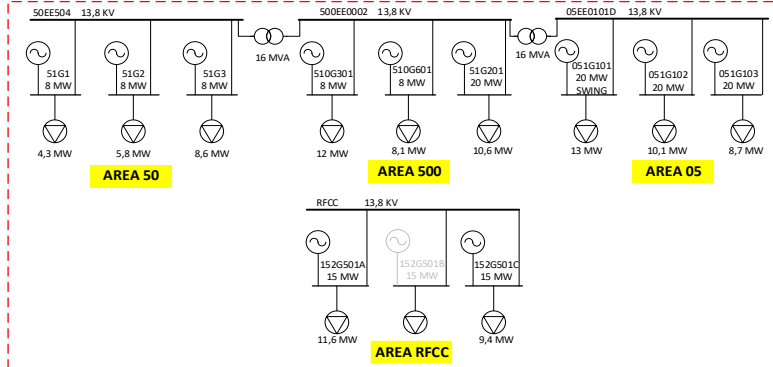
Sepuluh Nopember (ITS), Surabaya. Selama kuliah, penulis aktif sebagai asisten Laboratorium Instrumentasi Pengukuran dan Identifikasi Sistem Tenaga (LipistB204).

Penulis dapat dihubungi melalui email Rahmatfebriantow@gmail.com.

LAMPIRAN

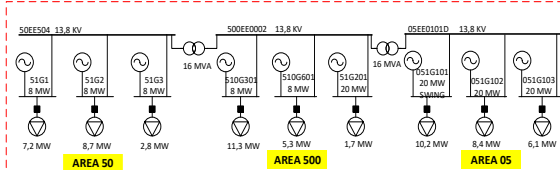
SLD PT. PERTAMINA RU IV CILACAP Eksisting

SISTEM EKSISTING

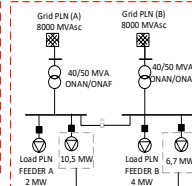


SLD PT. PERTAMINA RU IV Setelah Integrasi

SISTEM EKSISTING



SISTEM PLN



Setting Governor

Type : 505

Generator : 51G1,51G2,51G3,510G301,510G601

13,8 kV 8 MW Voltage Control					
<input checked="" type="radio"/> Built-in <input type="radio"/> UDM					
Type		Mode		Priority	
505 ▼		Droop ▼		Load ▼	
Sample Data					
Droop 1			I1 <D>	SDR1	RampRate
4			6	5	0,03
P1 <I>	I1 <I>	SDR1 <I>	EFmax	P1 <D>	
8	6	5	162	8	
L1	L2	Ta1	Tm1	TS	
100	-30	1	1	0,015	
Droop2	P2	I2	SDR2	ExtPress	ExtFlow
4	3	6	5	1	1
HPa	HPb	HPc	HPmax	Sa	Sb
84	172	30	172	24865	9600
Sc	Smax	L3	L4	Ta2	Tm2
-400	7000	100	0	1	1

Type : 505

Generator : 51G201,051G101,051G102,051G103

13.8 kV 20 MW Voltage Control					
<input checked="" type="radio"/> Built-in <input type="radio"/> UDM					
Type		Mode		Priority	
505		Droop		Load	
Sample Data					
Droop 1		I1 <D>		SDR1	RampRate
4		6		5	0.03
P1 <I>	I1 <I>	SDR1 <I>	EFmax	P1 <D>	
8	6	5	162	8	
L1	L2	Ta1	Tm1	TS	
100	-30	1	1	0.015	
Droop2	P2	I2	SDR2	ExtPress	ExtFlow
4	3	6	5	1	1
HPa	HPb	HPc	HPmax	Sa	Sb
84	172	30	172	24865	9600
Sc	Smax	L3	L4	Ta2	Tm2
-400	17000	100	0	1	1